

**Reglamento Sustitutivo del
Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas
en el Ecuador**

Decreto No. 1215, publicado en el
Registro Oficial No. 265 de 13 de Febrero de 2001

**Instructivo para la Calificación y Registro de
Consultores Ambientales Hidrocarburíferos**

Acuerdo No. 141
De 04 de Abril de 2001

CONTENIDO:

PRESENTACIÓN	3
PARTE I	5
INTRODUCCION, ENFOQUES Y OBJETIVOS	5
PARTE II.....	11
REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR.....	11
CAPÍTULO I.....	13
JURISDICCIÓN Y COMPETENCIA	13
CAPÍTULO II.....	14
PROGRAMA Y PRESUPUESTO AMBIENTALES.....	14
CAPÍTULO III.....	15
DISPOSICIONES GENERALES	15
CAPÍTULO IV	20
ESTUDIOS AMBIENTALES	20
CAPÍTULO V.....	28
PROSPECCIÓN GEOFÍSICA U OTRAS	28
CAPÍTULO VI.....	30
PERFORACIÓN EXPLORATORIA Y DE AVANZADA	30
CAPÍTULO VII.....	33
DESARROLLO Y PRODUCCIÓN.....	33
CAPÍTULO VIII	36
INDUSTRIALIZACIÓN	36
CAPÍTULO IX.....	39
ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS	39
CAPÍTULO X.....	43
COMERCIALIZACIÓN Y VENTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PRODUCIDOS EN EL PAÍS E IMPORTADOS	43
CAPÍTULO XI.....	46
OBRAS CIVILES	46
CAPÍTULO XII.....	49
LÍMITES PERMISIBLES	49
CAPÍTULO XIII	50
VIGILANCIA Y MONITOREO AMBIENTAL	50
CAPÍTULO XIV	50
DE LAS SANCIONES Y DENUNCIAS	50
DISPOSICIONES TRANSITORIAS.....	51
DISPOSICIONES FINALES	52
Anexo 1: Parámetros técnicos	53
Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental.....	55
Anexo 3: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo y control ambiental profundizado.....	59
Anexo 4: Formatos para el control y monitoreo ambiental.....	60
Anexo 5: Métodos analíticos	63
Anexo 6: Glosario	64
PARTE III.....	72
CRITERIOS Y METODOLOGIA PARA LA CALIFICACIÓN DE ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL ...	72
INTRODUCCIÓN.....	73
PARTE IV.....	89
INSTRUCTIVO PARA LA CALIFICACIÓN Y REGISTRO DE CONSULTORES AMBIENTALES HIDROCARBURÍFEROS	89

PRESENTACIÓN

Fiel a mi compromiso de llevar en forma transparente todas las acciones de esta Cartera de Estado, deseo poner a consideración de la opinión pública, de los medios de comunicación, y del público en general el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.

Este Reglamento es producto de un proceso de consulta y discusión con todos los actores involucrados en las operaciones hidrocarburíferas que se realizan en el País, tanto públicos como privados.

Pero es más, es una clara muestra de la voluntad política del Gobierno para promover un Desarrollo Sustentable del País en el cual los aspectos sociales, económicos y ambientales deben ir de la mano equilibradamente.

Establece reglas claras en materia socio-ambiental para todas las fases de las operaciones hidrocarburíferas, orientadas a promover sistemas eficientes y modernos de gestión ambiental que no solamente van a mejorar los estándares ambientales bajo los cuales se realizan las actividades, sino también ayudarán a los organismos del Estado a cumplir eficientemente con sus responsabilidades de monitoreo, control, fiscalización y auditoría ambiental.

El País actualmente tiene que enfrentar grandes retos para superar las crisis de los años pasados. Una estrategia clave en este contexto es la atracción de la inversión extranjera, que permitirá consolidar la reactivación del sector hidrocarburífero. Por ello es importante contar con una reglamentación clara y transparente para los aspectos socio-ambientales de las operaciones, que, cumpliendo con los respectivos mandatos de la Constitución Política y de las Leyes del País, garanticen estabilidad jurídica para la inversión.

La explotación racional de los recursos hidrocarburíferos es una necesidad indiscutible del País en sus actuales condiciones. Pero a la vez es necesario que se adopten todas las medidas necesarias para proteger el medio ambiente para las generaciones actuales y futuras del Ecuador.

Ing. Pablo Terán Ribadeneira
Ministro de Energía y Minas

INTRODUCCION, ENFOQUES Y OBJETIVOS *)

*) *Dipl.-Ing. Rosa Zehner, asesora técnica de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas*

Introducción

Durante los últimos 10 años, la gestión ambiental en el sector hidrocarburífero ha mejorado sustancialmente dentro de un marco legal que se desarrolló a través de varios instrumentos: un llamado acuerdo de caballeros a inicios de los años 90, el Acuerdo Ministerial No. 621 (1992) y el Decreto Ejecutivo No. 2982 (1995). Este último, el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, significó un avance importante a pesar de tener algunas deficiencias que se analizarán a continuación.

Varias iniciativas de los últimos años para reformar el mencionado Reglamento Ambiental han culminado ahora en la expedición de un Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, mediante Decreto No. 1215, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de febrero de 2001. Esta reforma fue impulsada por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, y discutida ampliamente con los sectores involucrados: la industria petrolera, tanto la empresa estatal y sus filiales como las operadoras privadas; el Ministerio del Ambiente; organizaciones no gubernamentales a nivel de organizaciones paraguas.

El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas reformado se enmarca dentro de las nuevas normas constitucionales y legales que se adoptaron en el País durante los últimos años, así como de estándares ambientales aceptados a nivel nacional e internacional en la industria petrolera:

La Constitución Política del Ecuador garantiza la preservación del medio ambiente, la prevención de la contaminación y la participación de la comunidad.

- La Ley de Hidrocarburos exige en términos generales en su Art. 31/literal t: conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las Leyes y Reglamentos de protección del medio ambiente.
- En el mismo artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos, literal u), agregado por el Decreto-Ley 2000-1, Ley No. 690 para la Promoción de la Inversión y de la Participación Ciudadana, publicado en el suplemento del Registro Oficial No. 144 de 18 de Agosto del 2000, obliga a Petroecuador, sus filiales y contratistas o asociados a elaborar estudios de impacto ambiental y planes de manejo ambiental para prevenir, mitigar, controlar, rehabilitar y compensar los impactos ambientales y sociales derivados de sus actividades. Estos estudios deberán ser evaluados y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas en coordinación con los organismos de control ambiental y se encargará de su seguimiento ambiental, directamente o por delegación a firmas auditoras calificadas para el efecto
- En la Ley de Gestión Ambiental se establece la coordinación interinstitucional a través del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental, del cual la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas es integrante por sus competencias sectoriales respecto a la industria hidrocarburífera. Esta Ley define entre otros los parámetros técnicos como instrumentos para la gestión ambiental.
- Las Políticas Básicas Ambientales del Ecuador establecen que la Gestión Ambiental se fundamentará en la corresponsabilidad, cooperación y coordinación dirigidas a garantizar un desarrollo sustentable, en base al equilibrio entre lo social, lo económico y lo ambiental.
- Entre los diversos convenios internacionales ratificados por el Ecuador, se hace énfasis en la Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, en la cual se establecen principios tales como que los Estados deberán promulgar leyes eficaces sobre el medio ambiente.
- Finalmente se revisaron estándares internacionales y se recogieron algunos que parecen adecuados para la realidad del país. Asimismo, se realizaron comparaciones bibliográficas sobre gestión y estándares ambientales de la industria petrolera a nivel tanto nacional como internacional.

Metodología

En primer lugar se identificaron las principales deficiencias del Reglamento Ambiental (Decreto Ejecutivo No. 2982 de 1995), destacando entre otros:

- Los listados de parámetros para el monitoreo y control de descargas se consideraron demasiado extensos (20 parámetros en el cuadro 4 - aguas de producción; 42 parámetros en el cuadro 7 - descargas industriales). Dentro de una rutina de trabajo, este sinnúmero de parámetros vuelve el monitoreo una tarea poco operacional, produciendo además información que no necesariamente es significativa. Por otra parte, una comparación a nivel internacional reveló que por ejemplo en Alemania una norma comparable contempla 2-3 parámetros con los respectivos límites permisibles.
- Aspectos importantes como el monitoreo de los cuerpos receptores, suelos contaminados y emisiones atmosféricas no se contemplaron en dicho Reglamento.

- Aunque cada empresa realiza un monitoreo ambiental de sus operaciones, esta información, por lo general, no se presentaba de manera rutinaria al organismo de control, la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.
- Los aspectos ambientales para operaciones off-shore prácticamente no estaban reglamentados.

Para superar estas deficiencias se elaboraron varios borradores para la reforma del Reglamento Ambiental y se realizaron las consultas y discusiones con todos los sectores involucrados. En el producto final se incorporaron prácticamente todas las observaciones, consensos y compromisos logrados durante el proceso.

Objetivos

El objetivo principal de la reforma fue, de acuerdo a lo expuesto arriba, fortalecer las bases legales para un sistema efectivo de monitoreo y control, basado en la realidad institucional y empresarial del país. Esto significa

- superar las deficiencias del Reglamento Ambiental anterior;
- mejorar la efectividad y operatividad del Reglamento Ambiental.

La reforma en este sentido implica revisiones y adaptaciones en la metodología de trabajo tanto a nivel de los organismos de control como en la gestión ambiental de las empresas.

Enfoques e implicaciones

Los principales cambios e innovaciones en los que se enfoca la reforma del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador se centran en la estructuración de las herramientas técnicas y administrativas para un sistema de control y monitoreo eficiente y operacional para todas las partes, así como en la definición de parámetros y límites permisibles para los componentes no contemplados en el Reglamento anterior.

Definiciones

El monitoreo (ambiental) es un seguimiento permanente mediante registros continuos, observaciones y mediciones, muestreos y análisis de laboratorio, así como la evaluación de estos datos para determinar la incidencia de los parámetros observados sobre el medio ambiente y/o la salud. Se puede efectuar a diferentes niveles, tales como la propia empresa (=monitoreo interno o automonitoreo), la comunidad y organismos estatales.

El control es un monitoreo externo, periódico y sistemático sobre la calidad de procesos, verificando que se ajusten a un modelo preestablecido, en este caso los estándares fijados en el Reglamento Ambiental. Se realiza por la autoridad competente, en este caso la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Parámetros y límites permisibles para el monitoreo y control ambiental

En el nuevo Reglamento Ambiental se da un tratamiento distinto y más operativo al control de descargas líquidas y se incluyen parámetros para el monitoreo de componentes ambientales, tales como aire y suelos, no contemplados en esta forma en el pasado.

- Se establecen valores máximos referenciales para el control y la reducción de emisiones a la atmósfera en función de los parámetros ambientalmente más significativos. Se establecieron frecuencias de monitoreo para diferentes tipos de instalaciones hidrocarburíferas, lo que permitirá a futuro establecer, en función de los resultados de un monitoreo permanente, los valores límites permisibles para cada parámetro y tipo de fuente de emisión. Además de estructurar operacionalmente este monitoreo de emisiones a la atmósfera, implica una revisión permanente de procesos y equipos, y la adopción de medidas correctivas cuando sea el caso.
- Para el monitoreo de descargas líquidas se requiere en primer lugar que cada operadora defina y reporte los puntos de descarga, así como un punto de control en el respectivo cuerpo receptor. El monitoreo se realizará en función de un juego de parámetros significativos para la actividad industrial, tanto en las descargas como en un punto de control del cuerpo receptor. Los muestreos y análisis se efectuarán con un periodicidad establecida para las diferentes fases y actividades hidrocarburíferas.

Cabe destacar que semestralmente y en los casos cuando en el monitoreo se detecte incumplimiento de parámetros, se requieren análisis adicionales para completar la información sobre posibles tipos de contaminación y tomar las respectivas medidas correctivas. De igual manera, para la caracterización de la Línea Base (Diagnóstico Ambiental en los Estudios de Impacto Ambiental) se requieren parámetros específicos.

- Para suelos contaminados se establecen parámetros y límites permisibles en función del uso que, posterior a una remediación, se le planifica dar. Esto es: uso agrícola o uso industrial; además se establece una categoría para suelos de valor ecológico y sujeto a una protección específica, como por ejemplo los pantanos en la Amazonía. En función de parámetros característicos se establecen de tal manera criterios y metas para proyectos de remediación de suelos contaminados, así como para la protección de suelos en general.

Para proyectos de remediación se requiere así no solamente una caracterización inicial del suelo, sino también un monitoreo sistemático para determinar el momento en el que se logren las metas establecidas.

- El tratamiento y la disposición de lodos y ripios de perforación se controla en base de pruebas de lixiviación. Los límites permisibles para los diferentes parámetros se establecen de manera diferenciada, dependiendo del tipo de disposición final, con o sin impermeabilización de la base. El muestreo y análisis se efectuará en el momento de la disposición, así como a los 7 días, 3 y 6 meses posteriores.

Herramientas para el monitoreo y control ambiental

Se establecen formatos básicos para los reportes periódicos que requiere el organismo de control de la industria. Para los parámetros de monitoreo y control, se definen los métodos referenciales en base de estándares internacionalmente aceptados (Standard Methods, métodos ASTM, métodos estandarizados en normas DIN, entre otros). De tal manera se garantiza a futuro que la información generada en todo el sector sea comparable. Adicionalmente, se implementará un sistema de calificación y seguimiento a los laboratorios que realizan los análisis físico-químico para garantizar la calidad de estos servicios y la confiabilidad de los resultados.

Diseño del sistema de control y monitoreo ambiental Sistema de control y monitoreo

En el sistema propuesto, el control y el monitoreo son elementos de gestión e información complementarios que se realizan a diferentes niveles:

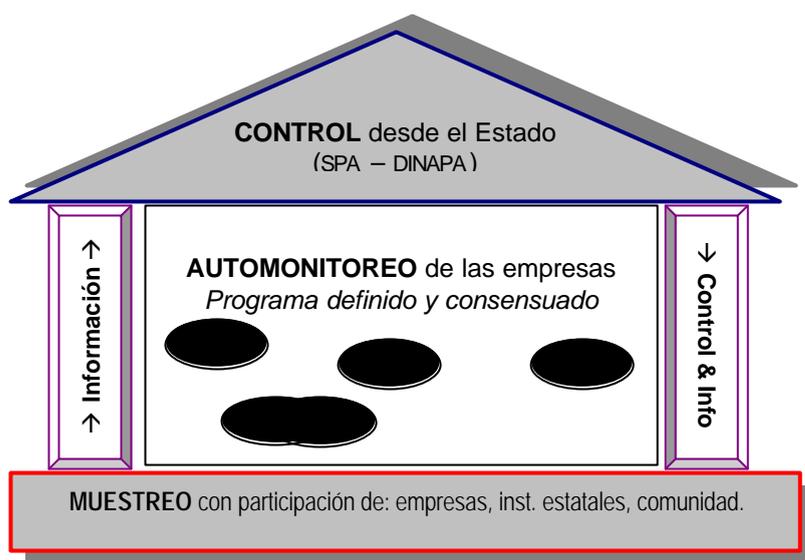


Gráfico 1: **Control y monitoreo ambiental a diferentes niveles.**

Las funciones del organismo de control a nivel del Estado no se limitan únicamente al control. También es facilitador entre la industria y la comunidad afectada y encargado de canalizar y sistematizar la información ambiental generada por los diferentes actores.

Visto desde la perspectiva de la industria este sistema y específicamente la parte del monitoreo interno o automonitoreo es un elemento integral de la Gestión Ambiental Corporativa, y en este sentido se puede aprovechar, entre otros por ejemplo, para la construcción y consolidación de una imagen corporativa y para las relaciones públicas en general, adquiriendo de tal manera inclusive un valor en términos de prestigio y económicos.

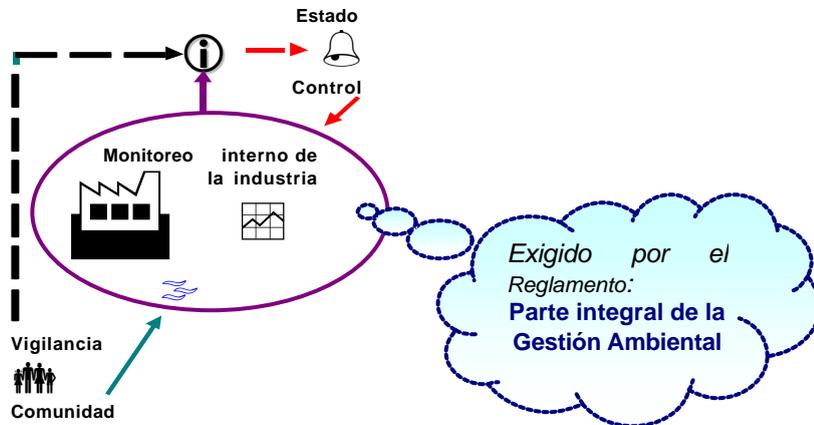


Gráfico 2: Monitoreo ambiental desde la perspectiva empresarial.

Flujo de información

Un pilar fundamental de este sistema de control y monitoreo es que toda la información generada por los diversos actores se canalice de manera coordinada para ser analizada y procesada. Por tal razón se establecerán exigencias básicas de reportes a ser presentados al organismo de control y que servirán para alimentar un Sistema de Información Ambiental Hidrocarburífera:

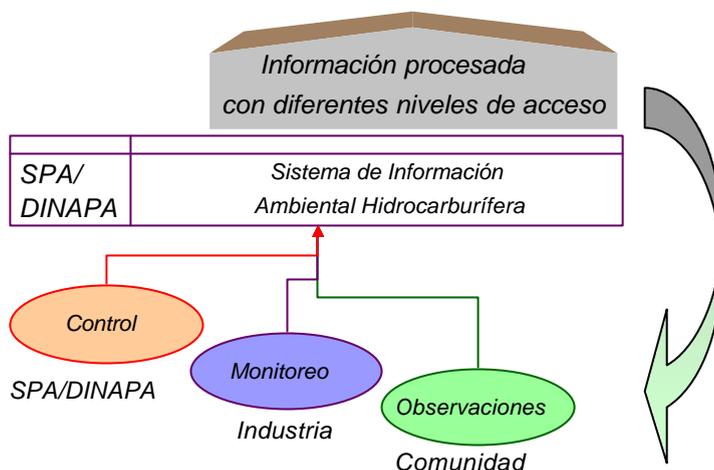


Gráfico 3: Sistema de Información Ambiental Hidrocarburífera.

Conclusiones

Las reformas establecidas en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador establecen un marco claro y coherente para el control y monitoreo ambiental de las actividades petroleras en el país, enfocado en estándares definidos de monitoreo para todos los componentes ambientales y en una estructura clara de generación, manejo y sistematización de la información ambiental hidrocarburífera.

La reforma del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador implica para las empresas una revisión y eventualmente modificación de su monitoreo ambiental interno, así como la

generación de reportes periódicos a presentarse al organismo de control. A nivel de la Subsecretaría de Protección Ambiental se están implementando las bases de datos para sistematizar la información que se generará en base de la nueva normativa, así como en la definición de mecanismos de coordinación interinstitucional que permitirá cumplir activamente con sus responsabilidades y tareas dentro del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental.

Principales normas ambientales relacionadas

Constitución Política de la República del Ecuador. Registro Oficial No. 1 del 11 de Agosto de 1998.

Ley de Gestión Ambiental. Registro Oficial No. 245 del 30 de Julio de 1999 (Ley 99-37).

Ley Reformatoria del Código Penal (Ley 99-49)

Ley de Hidrocarburos (Decreto Supremo 2967) y Reformas a la Ley de Hidrocarburos

Ley Especial de Petroecuador y sus Filiales (Ley 45)

Ley Forestal y de Conservación de Areas Naturales y Vida Silvestre. Registro Oficial No. 64 del 24 de Agosto de 1981 (Ley 74).

Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental. Registro Oficial No. 97 del 31 de Mayo de 1976 (Decreto Supremo No. 374).

Políticas Básicas Ambientales. Registro Oficial No. 456 del 7 de Junio de 1994 (Decreto ejecutivo No. 1802).

Reglamento a la Ley Forestal y de Conservación de Areas Naturales y Vida Silvestre. Registro Oficial No. 436 del 22 de Febrero de 1983 (Decreto Ejecutivo No. 1529).

Declaración Parque Cuyabeno Zona de Conservación Especial. Registro Oficial No. 121, suplemento, del 2 de Febrero de 1999 (Decreto Ejecutivo No. 551).

Declaración Zona de Conservación Especial de los Grupos Huaorani. Registro Oficial No. 121, suplemento, del 2 de Febrero de 1999 (Decreto Ejecutivo No. 552).

Reglamento que establece las Normas Generales de Emisión para Fuentes Fijas de Combustión y los Métodos Generales de Medición. Registro Oficial No. 303, suplemento, del 25 de Octubre de 1993 (Acuerdo No. 883).

Reglamento que establece las Normas de Calidad del Aire y sus Métodos de Medición. Registro Oficial No. 726 del 15 de Junio de 1991 (Acuerdo No. 11338-A).

Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental, en lo relativo al Recurso Agua. Registro Oficial No. 204 del 5 de Junio de 1989 (Acuerdo Ministerial No. 2144).

Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental en lo referente al Recurso Suelo. Registro Oficial No. 989 del 30 de Julio de 1992 (Acuerdo No. 14629).

Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental originada por la Emisión de Ruidos. Registro Oficial No. 560 del 12 de Noviembre de 1990 (Acuerdo No. 7789).

PARTE II

**REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA
LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR *)**

(El texto de esta sección corresponde al publicado en el Registro oficial)

*) *Decreto No. 1215,
publicado en el Registro Oficial No. 265
de 13 de Febrero de 2001*

*Fe de Erratas.- Registro Oficial No. 293
de 27 de Marzo de 2001
Incluidas las rectificaciones en esta edición*

Decreto Ejecutivo

1215

Gustavo Noboa Bejarano
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

Considerando:

Que de conformidad con lo establecido en el Art. 1 de la Constitución Política de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 1 del 11 de Agosto de 1998, el Ecuador es un Estado soberano, independiente, democrático, unitario, descentralizado, pluricultural y multiétnico;

Que el Art. 86 de la Carta Magna dispone que el Estado protegerá el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice un desarrollo sustentable, por lo que declara de interés público y que se regulará conforme a la Ley la preservación del medio ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país, así como la prevención de la contaminación ambiental, la explotación sustentable de los recursos naturales y los requisitos que deban cumplir las actividades públicas y privadas que puedan afectar al medio ambiente;

Que en la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo de 1992 se establecen los principios de que los Estados deberán promulgar leyes eficaces sobre el medio ambiente;

Que la Ley de Hidrocarburos, en su Art. 31, literales s) y t), obliga a PETROECUADOR, sus contratistas o asociados en exploración y explotación de hidrocarburos, refinación, transporte y comercialización, a ejecutar sus labores sin afectar negativamente a la organización económica y social de la población asentada en su área de acción, ni a los recursos naturales renovables y no renovables locales; así como conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las leyes y reglamentos de protección del medio ambiente y de seguridad del país;

Que en el Art. 12 de la Ley de Gestión Ambiental, publicado en el Registro Oficial No. 245 del 30 de Julio de 1999, se preceptúa que son obligaciones de las instituciones del Estado del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental en el ejercicio de sus atribuciones y en el ámbito de su competencia aplicar los principios establecidos en dicha Ley y ejecutar las acciones específicas del medio ambiente y de los recursos naturales así como el de regular y promover la conservación del medio ambiente y el uso sustentable de los recursos naturales en armonía con el interés social;

Que en la referida Ley de Gestión Ambiental, en su Art. 33, se establecen entre otros instrumentos de aplicación de las normas ambientales los siguientes: parámetros de calidad ambiental, normas de efluentes y emisiones y evaluaciones de impacto ambiental;

Que mediante Decreto Ejecutivo No. 2982, publicado en el Registro Oficial No. 766 del 24 de agosto de 1995, se expidió el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador;

Que es necesario dar mayor sistematicidad a las actuales disposiciones reglamentarias que norman la gestión ambiental en las actividades hidrocarburíferas, sobre todo en lo que se refiere a los aspectos socio-ambientales, a nuevos aspectos técnicos no considerados y a la necesaria flexibilización de los mecanismos de regulación, control y monitoreo de la gestión ambiental;

Que a fin de disponer de un instrumento eficiente, de fácil comprensión y ágil manejo, es conveniente reformar el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador; y,

En ejercicio a la facultad prevista en el Art. 171, numeral 5 de la Constitución Política de la República del Ecuador,

Decreta:

EXPEDIR EL SIGUIENTE REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR.

ART. 1.- Ambito.– El presente Reglamento Ambiental y sus Normas Técnicas Ambientales incorporadas se aplicará a todas las operaciones hidrocarburíferas y afines que se llevan a efecto en el país.

El presente Reglamento tiene por objeto regular las actividades hidrocarburíferas de exploración, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines, susceptibles de producir impactos ambientales en el área de influencia directa, definida en cada caso por el Estudio Ambiental respectivo.

ART. 2.– Parámetros y definiciones.– Para los fines del presente Reglamento, se incorporan y forman parte del mismo, los parámetros, límites permisibles, formatos y métodos así como las definiciones de los términos generalmente utilizados en la industria hidrocarburífera y en la temática ambiental que constan en los Anexos Nos. 1, 2, 3, 4, 5 y 6.

CAPÍTULO I JURISDICCIÓN Y COMPETENCIA

ART. 3.– Autoridad ambiental.– Como parte del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental, la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) del Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA), será la dependencia técnico-administrativa del sector que controlará, fiscalizará y auditará la gestión ambiental en las actividades hidrocarburíferas; realizará la evaluación, aprobación y el seguimiento de los Estudios Ambientales en todo el territorio ecuatoriano; de igual manera verificará el cumplimiento de este Reglamento y vigilará que los causantes en caso de incumplimiento del mismo, cumplan con las disposiciones y recomendaciones respectivas.

ART. 4.– Sujetos de control.– Para efectos de la aplicación de este Reglamento, se entenderán como sujetos de control PETROECUADOR, sus filiales y sus contratistas o asociados para la exploración y explotación, refinación o industrialización de hidrocarburos, almacenamiento y transporte de hidrocarburos y comercialización de derivados de petróleo, así como las empresas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país que hayan sido debidamente autorizadas para la realización de estas actividades.

ART. 5.– Reestablecimiento de condiciones.– Si por disposiciones posteriores a la firma de un contrato o aprobación de un proyecto o plan de desarrollo, se establecieren áreas ecológicamente sensibles o culturalmente vulnerables, tales como núcleos de conservación, zonas intangibles u otras, tales como hábitat de pueblos no contactados y/o en peligro de desaparición, alterando las condiciones técnicas y económicas de la operación petrolera, el Estado y la compañía respectiva deberán encontrar las vías de solución para reestablecer las condiciones originales del contrato o modificar el contrato por acuerdo mutuo.

ART. 6.– Coordinación.– Los sujetos de control deberán coordinar con la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, la gestión ambiental y los aspectos sociales contemplados en el Plan de Manejo Ambiental respectivo.

En consecuencia le corresponde a la Subsecretaría de Protección Ambiental coordinar la participación de las organizaciones de la sociedad civil local, pueblos indígenas, comunidades campesinas y población en general.

La Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas coordinará con los otros organismos del Estado que tengan relación con el medio ambiente y la temática socio-ambiental, en las actividades hidrocarburíferas de los sujetos de control.

ART. 7.– Procedimiento de coordinación para áreas protegidas.– Los estudios ambientales para la ejecución de proyectos petroleros que incluyan actividades hidrocarburíferas en zonas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores deberán contar con el pronunciamiento previo del Ministerio del Ambiente en que se establezcan las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la gestión ambiental a desarrollarse.

A partir de dicho pronunciamiento, las actividades específicas se sujetarán al trámite y niveles de coordinación establecidos en este Reglamento.

De igual modo, la Subsecretaría de Protección Ambiental coordinará con el Ministerio del Ambiente en la evaluación y aprobación de los Términos de Referencia para zonas del Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, tanto en lo que se refiere a Estudios como Auditorías Ambientales.

ART. 8.– Aspectos ambientales en procesos de licitación.– El organismo encargado para licitaciones petroleras deberá contar con el pronunciamiento previo de la Subsecretaría de Protección Ambiental para la consideración de aspectos ambientales en los procesos de licitación estatal.

ART. 9.– Consulta.– Previamente al inicio de toda licitación petrolera estatal, el organismo encargado de llevar a cabo las licitaciones petroleras aplicará en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio del Ambiente los procedimientos de consulta previstos en el Reglamento que se expida para el efecto.

Previa a la ejecución de planes y programas sobre exploración y explotación de hidrocarburos, los sujetos de control deberán informar a las comunidades comprendidas en el área de influencia directa de los proyectos y conocer sus sugerencias y criterios. De los actos, acuerdos o convenios que se generen a consecuencia de estas reuniones de información, se dejará constancia escrita, mediante instrumento público, que se remitirá a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Los convenios se elaborarán bajo los principios de compensación e indemnización por las posibles afectaciones ambientales y daños a la propiedad que la ejecución de los proyectos energéticos pudieran ocasionar a la población. Los cálculos de indemnización se efectuarán bajo el principio de tablas oficiales vigentes.

Cuando tales espacios o zonas se encuentren dentro del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, deberán observarse las disposiciones del plan de manejo de dicha zona, conforme la Ley Forestal y de Conservación de Areas Naturales y Vida Silvestre y su Reglamento, aprobado por el Ministerio del Ambiente.

CAPÍTULO II PROGRAMA Y PRESUPUESTO AMBIENTALES

ART. 10.– Programa y presupuesto ambiental anual.– Los sujetos de control, de conformidad con lo que dispone el Art. 31, literales c, k, s, y t de la Ley de Hidrocarburos, deberán presentar hasta el primero de diciembre de cada año, o dentro del plazo estipulado en cada contrato, al Ministerio de Energía y Minas, el programa anual de actividades ambientales derivado del respectivo Plan de Manejo Ambiental y el presupuesto ambiental del año siguiente para su evaluación y aprobación en base del respectivo pronunciamiento de la Subsecretaría de Protección Ambiental, como parte integrante del programa y presupuesto generales de las actividades contractuales, que deberá incluir los aspectos de operaciones, de inversiones y gastos administrativos, rubros que a su vez deberán estar claramente identificados en el presupuesto consolidado de los entes mencionados.

ART. 11.– Informe ambiental anual.– Los sujetos de control, igualmente, presentarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental, hasta el treinta y uno de enero de cada año y conforme al Formato No. 5 del Anexo 4 de este Reglamento, el informe anual de las actividades ambientales cumplidas en el año inmediato anterior, como parte del informe anual de actividades contractuales. Este informe deberá describir y evaluar las actividades ambientales presupuestadas que han sido ejecutadas, en relación con las que consten en el programa anual de actividades antes referido, sin perjuicio de que la Subsecretaría requiera informes específicos en cualquier tiempo.

ART. 12.– Monitoreo ambiental interno.– Los sujetos de control deberán realizar el monitoreo ambiental interno de sus emisiones a la atmósfera, descargas líquidas y sólidas así como de la remediación de suelos y/o piscinas contaminados.

Para tal efecto, deberán presentar a la Dirección Nacional de Protección Ambiental la identificación de los puntos de monitoreo según los Formatos Nos. 1 y 2 del Anexo 4 de este Reglamento.

La Dirección Nacional de Protección Ambiental aprobará los puntos de monitoreo u ordenará, en base a la situación ambiental del área de operaciones, que se modifiquen dichos puntos.

Los análisis de dicho monitoreo interno se reportarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental, cumpliendo con los requisitos de los Formularios Nos. 3 y 4 del Anexo 4 de este Reglamento por escrito y en forma electrónica:

- Mensualmente para el periodo de perforación y para refinerías en base de los análisis diarios de descargas y semanales de emisiones;
- Trimestralmente para todas las demás fases, instalaciones y actividades hidrocarburíferas, con excepción de las referidas en el siguiente punto, en base de los análisis mensuales para descargas y trimestrales para emisiones;
- Anualmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos en base de los análisis semestrales de descargas y emisiones.

La frecuencia de los monitoreos y reportes respectivos podrá ser modificada, una vez que en base de los estudios pertinentes la Subsecretaría de Protección Ambiental lo autorice.

CAPÍTULO III DISPOSICIONES GENERALES

ART. 13.– Presentación de Estudios Ambientales.– Los sujetos de control presentarán, previo al inicio de cualquier proyecto, los Estudios Ambientales de la fase correspondiente de las operaciones a la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) para su análisis, evaluación, aprobación y seguimiento, de acuerdo con las definiciones y guías metodológicas establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento y de conformidad con el marco jurídico ambiental regulatorio de cada contrato de exploración, explotación, comercialización y/o distribución de hidrocarburos. Los estudios ambientales deberán ser elaborados por consultores o firmas consultoras debidamente calificadas e inscritas en el respectivo registro de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas, deberán presentar a la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) por intermedio de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) el Diagnóstico Ambiental – Línea Base o la respectiva actualización y profundización del mismo, los Estudios de Impacto Ambiental y los complementarios que sean del caso.

Para iniciar o proseguir con los programas de trabajo en una nueva fase, se presentará el Estudio Ambiental correspondiente, el cual no podrá ser tramitado si no se hubiere previamente aprobado el Estudio Ambiental correspondiente a la fase anterior si existiere ésta.

La SPA a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental en el término máximo de 30 días posteriores a la recepción de dichos estudios emitirá el respectivo informe. Dentro de los primeros 15 días de dicho término, la Subsecretaría de Protección Ambiental pedirá la documentación ampliatoria y/o aclaratoria, si fuera el caso.

ART. 14.– Control y seguimiento.– Dentro del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental, la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental será la entidad responsable de efectuar el control y seguimiento de las operaciones hidrocarburíferas en todas sus fases en lo que respecta al componente ambiental y sociocultural, y a la aplicación de los Planes de Manejo Ambiental aprobados para cada fase, así como las disposiciones de este Reglamento.

Los informes que sobre estos temas emita la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas con relación a cualquiera de las diferentes fases de las actividades hidrocarburíferas, constituirán la base técnica para, en caso de incumplimiento, proceder al juzgamiento de las infracciones en sede administrativa o jurisdiccional.

ART. 15.– Responsabilidad de los contratantes.– Los sujetos de control serán responsables de las actividades y operaciones de sus subcontratistas ante el Estado ecuatoriano y la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA); por lo tanto será de su directa y exclusiva responsabilidad la aplicación de las medidas de prevención, control y rehabilitación, sin perjuicio de la que solidariamente tengan los subcontratistas.

ART. 16.– Monitoreo de programas de remediación.– La Subsecretaría de Protección Ambiental coordinará con las Unidades Ambientales de las compañías los aspectos técnicos del monitoreo y control de programas y proyectos de remediación ambiental que, previo a su ejecución, tienen que presentarse a la Subsecretaría de Protección Ambiental para su respectiva aprobación, sin perjuicio de las acciones a tomarse inmediatamente después de cualquier incidente.

Los programas o proyectos de remediación sujetos a aprobación y seguimiento por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental serán la remediación de piscinas y/o suelos contaminados, así como la remediación después de accidentes mayores en los que se hayan derramado más de cinco barriles de crudo, combustible y otro producto.

En los programas y proyectos de remediación deberán constar las siguientes informaciones:

- Número del bloque y/o denominación del área; ubicación cartográfica.
- Razón social de la compañía operadora; dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico; representante legal.
- Diagnóstico y caracterización de la contaminación en base de análisis físico-químicos y biológicos del suelo, aguas superficiales y subterráneas, inclusive determinación exacta de la superficie del área afectada, evaluación de impactos y volúmenes de suelo a tratarse.
- Descripción de la(s) tecnología(s) de remediación a aplicarse.
- Análisis de alternativas tecnológicas.

- Uso posterior del sitio remediado y técnicas de rehabilitación.
- Cronograma de los trabajos de remediación.
- Monitoreo físico-químico y biológico de la remediación inclusive cronograma.
- Plazo de ejecución del proyecto.

Una vez finalizada la remediación, la empresa operadora responsable presentará dentro de 15 días a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe inclusive una evaluación técnica del proyecto a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

ART. 17.– Facilidades a funcionarios públicos.– Los sujetos de control deberán proporcionar facilidades de alojamiento, alimentación y transporte en los sitios de trabajo, a los funcionarios de la Subsecretaría de Protección Ambiental y la Dirección Nacional de Protección Ambiental.

ART. 18.– Fondo de Rehabilitación Ambiental.– Los ingresos provenientes de la comercialización del crudo intemperizado, esto es los hidrocarburos sujetos a procesos de degradación natural provenientes de piscinas, derrames y otros procesos de recuperación relacionados con actividades de remediación medio ambiental, que una vez tratado se reinyecte a un oleoducto principal, constituirán el Fondo de Rehabilitación Ambiental que será distribuido según lo dispone el Acuerdo Ministerial No. 081 publicado en el Registro Oficial No. 199 del 21 de Noviembre de 1997, cuyo objeto será cubrir los costos de las actividades de remediación ambiental en el sector hidrocarburífero, los gastos de fiscalización, control y análisis físico-químicos de laboratorio, realizados u ordenados por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental, así como su fortalecimiento institucional.

ART. 19.– Apertura de carreteras en áreas protegidas.– En las zonas del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, se prohíbe la apertura de carreteras para actividades exploratorias. En el caso de operaciones de desarrollo y producción, si por razones técnicas y/o económicas justificables se requieren otras condiciones de operación, éstas se someterán a consideración de la Subsecretaría de Protección Ambiental la que coordinará el respectivo pronunciamiento del Ministerio del Ambiente. En todo caso, el acceso por vías y carreteras en áreas protegidas será restringido y controlado bajo la responsabilidad de la autoridad competente en coordinación con la operadora.

ART. 20.– Manejo de aspectos socio-ambientales.– Los sujetos de control, en todas las fases de las actividades hidrocarburíferas que ejecuten y en las áreas de operaciones, contarán con personal profesional capacitado para el manejo de aspectos socio-ambientales.

Para tal efecto, contarán con unidades o departamentos de protección ambiental, insertados adecuadamente en las estructuras corporativas.

ART. 21.– Actividades prohibidas.– De acuerdo con la Ley Forestal y de Conservación de Areas Naturales y Vida Silvestre, se prohíben las actividades de caza y pesca así como la recolección de especies de flora y fauna, el mantenimiento de animales en cautiverio y la introducción de especies exóticas y animales domésticos.

ART. 22.– Límites de ruido.– Los límites permisibles para emisión de ruidos estarán sujetos a lo dispuesto en la Tabla No. 1 del Anexo 1 de este Reglamento.

ART. 23.– Calidad de equipos y materiales.– En todas las fases y operaciones de las actividades hidrocarburíferas, se utilizarán equipos y materiales que correspondan a tecnologías aceptadas en la industria petrolera, compatibles con la protección del medio ambiente; se prohíbe el uso de tecnología y equipos obsoletos.

Una evaluación comparativa de compatibilidad ambiental de las tecnologías propuestas se realizará en el respectivo Estudio de Impacto Ambiental.

ART. 24.– Manejo de productos químicos y sustitución de químicos convencionales.– Para el manejo y almacenamiento de productos químicos se cumplirá con lo siguiente:

- a) Instruir y capacitar al personal sobre el manejo de productos químicos, sus potenciales efectos ambientales así como señales de seguridad correspondientes, de acuerdo a normas de seguridad industrial;
- b) Los sitios de almacenamiento de productos químicos serán ubicados en áreas no inundables y cumplirán con los requerimientos específicos de almacenamiento para cada clase de productos;

- c) Para el transporte, almacenamiento y manejo de productos químicos peligrosos, se cumplirá con las respectivas normas vigentes en el país y se manejarán adecuadamente las hojas técnicas de seguridad (material safety data sheet) que deben ser entregadas por los fabricantes para cada producto;
- d) En todas las actividades hidrocarburíferas se utilizarán productos naturales y/o biodegradables, entre otros los siguientes: desengrasantes, limpiadores, detergentes y desodorizantes domésticos e industriales, digestores de desechos tóxicos y de hidrocarburos provenientes de derrames; inhibidores parafínicos, insecticidas, abonos y fertilizantes, al menos que existan justificaciones técnicas y/o económicas debidamente sustentadas; y,
- e) En todas las operaciones hidrocarburíferas y actividades relacionadas con las mismas se aplicarán estrategias de reducción del uso de productos químicos en cuanto a cantidades en general y productos peligrosos especialmente, las cuales se identificarán detalladamente en el Plan de Manejo Ambiental.

ART. 25.– Manejo y almacenamiento de crudo y/o combustibles. – Para el manejo y almacenamiento de combustibles y petróleo se cumplirá con lo siguiente:

- a) Instruir y capacitar al personal de operadoras, subcontratistas, concesionarios y distribuidores sobre el manejo de combustibles, sus potenciales efectos y riesgos ambientales así como las señales de seguridad correspondientes, de acuerdo a normas de seguridad industrial, así como sobre el cumplimiento de los Reglamentos de Seguridad Industrial del Sistema PETROECUADOR vigentes, respecto al manejo de combustibles;
- b) Los tanques, grupos de tanques o recipientes para crudo y sus derivados así como para combustibles se regirán para su construcción con la norma API 650, API 12F, API 12D, UL 58, UL 1746, UL 142 o equivalentes, donde sean aplicables; deberán mantenerse herméticamente cerrados, a nivel del suelo y estar aislados mediante un material impermeable para evitar filtraciones y contaminación del ambiente, y rodeados de un cubeto técnicamente diseñado para el efecto, con un volumen igual o mayor al 110% del tanque mayor;
- c) Los tanques o recipientes para combustibles deben cumplir con todas las especificaciones técnicas y de seguridad industrial del Sistema PETROECUADOR, para evitar evaporación excesiva, contaminación, explosión o derrame de combustible. Principalmente se cumplirá la norma NFPA-30 o equivalente;
- d) Todos los equipos mecánicos tales como tanques de almacenamiento, tuberías de productos, motores eléctricos y de combustión interna estacionarios así como compresores, bombas y demás conexiones eléctricas, deben ser conectados a tierra;
- e) Los tanques de almacenamiento de petróleo y derivados deberán ser protegidos contra la corrosión a fin de evitar daños que puedan causar filtraciones de petróleo o derivados que contaminen el ambiente;
- f) Los sitios de almacenamiento de combustibles serán ubicados en áreas no inundables. La instalación de tanques de almacenamiento de combustibles se realizará en las condiciones de seguridad industrial establecidas reglamentariamente en cuanto a capacidad y distancias mínimas de centros poblados, escuelas, centros de salud y demás lugares comunitarios o públicos;
- g) Los sitios de almacenamiento de combustibles y/o lubricantes de un volumen mayor a 700 galones deberán tener cunetas con trampas de aceite. En plataformas off-shore, los tanques de combustibles serán protegidos por bandejas que permitan la recolección de combustibles derramados y su adecuado tratamiento y disposición; y,
- h) Cuando se helitransporten combustibles, se lo hará con sujeción a las normas de seguridad OACI.

ART. 26.– Seguridad e higiene industrial.– Es responsabilidad de los sujetos de control, el cumplimiento de las normas nacionales de seguridad e higiene industrial, las normas técnicas INEN, sus regulaciones internas y demás normas vigentes con relación al manejo y la gestión ambiental, la seguridad e higiene industrial y la salud ocupacional, cuya inobservancia pudiese afectar al medio ambiente y a la seguridad y salud de los trabajadores que prestan sus servicios, sea directamente o por intermedio de subcontratistas en las actividades hidrocarburíferas contempladas en este Reglamento.

Es de su responsabilidad el cumplimiento cabal de todas las normas referidas, aún si las actividades se ejecutan mediante relación contractual con terceros.

Toda instalación industrial dispondrá de personal profesional capacitado para seguridad industrial y salud ocupacional, así como de programas de capacitación a todo el personal de la empresa acorde con las

funciones que desempeña.

ART. 27.– Operación y mantenimiento de equipos e instalaciones.– Se deberá disponer de equipos y materiales para control de derrames así como equipos contra incendios y contar con programas de mantenimiento tanto preventivo como correctivo, especificados en el Plan de Manejo Ambiental, así como documentado y reportado anualmente en forma resumida a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Durante la operación y mantenimiento se dispondrá, para respuesta inmediata ante cualquier contingencia, del equipo y materiales necesarios así como personal capacitado especificados en el Plan de Contingencias del Plan de Manejo Ambiental, y se realizarán periódicamente los respectivos entrenamiento y simulacros.

ART. 28.– Manejo de desechos en general:

- a) **Reducción de desechos en la fuente.–** Los Planes de Manejo Ambiental deberán incorporar específicamente las políticas y prácticas para la reducción en la fuente de cada una de las categorías de los desechos descritos en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento;
- b) **Clasificación.–** Los desechos constantes en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento serán clasificados, tratados, reciclados o reutilizados y dispuestos de acuerdo a normas ambientales y conforme al Plan de Manejo Ambiental;
- c) **Disposición.–** Se prohíbe la disposición no controlada de cualquier tipo de desecho. Los sitios de disposición de desechos, tales como rellenos sanitarios y piscinas de disposición final, contarán con un sistema adecuado de canales para el control de lixiviados, así como tratamiento y monitoreo de éstos previo a su descarga; y,
- d) **Registros y documentación.–** En todas las instalaciones y actividades hidrocarburíferas se llevarán registros sobre la clasificación de desechos, volúmenes y/o cantidades generados y la forma de tratamiento y/o disposición para cada clase de desechos conforme a la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento. Un resumen de dicha documentación se presentará en el Informe Anual Ambiental.

ART. 29.– Manejo y tratamiento de descargas líquidas.– Toda instalación, incluyendo centros de distribución, sean nuevos o remodelados, así como las plataformas off-shore, deberán contar con un sistema convenientemente segregado de drenaje, de forma que se realice un tratamiento específico por separado de aguas lluvias y de escorrentías, aguas grises y negras y efluentes residuales para garantizar su adecuada disposición. Deberán disponer de separadores agua-aceite o separadores API ubicados estratégicamente y piscinas de recolección, para contener y tratar cualquier derrame así como para tratar las aguas contaminadas que salen de los servicios de lavado, lubricación y cambio de aceites, y evitar la contaminación del ambiente. En las plataformas off-shore, el sistema de drenaje de cubierta contará en cada piso con válvulas que permitirán controlar eventuales derrames en la cubierta y evitar que estos se descarguen al ambiente. Se deberá dar mantenimiento permanente a los canales de drenaje y separadores.

- a) **Desechos líquidos industriales, aguas de producción, descargas líquidas y aguas de formación.–** Toda estación de producción y demás instalaciones industriales dispondrán de un sistema de tratamiento de fluidos resultantes de los procesos.

No se descargará el agua de formación a cuerpos de agua mientras no cumpla con los límites permisibles constantes en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento;

- b) **Disposición.–** Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieren en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental se establecerán los métodos, alternativas y técnicas que se utilizarán para su disposición con indicación de su justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental;

- c) **Reinyección de aguas y desechos líquidos.–** Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o

recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

- c.1) que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;
- c.2) que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;
- c.3) que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,
- c.4) que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.

El indicado estudio deberá incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental;

- d) **Manejo de desechos líquidos costa afuera o en áreas de transición.-** Toda plataforma costa afuera y en áreas de transición, dispondrá de una capacidad adecuada de tanquería, en la que se receptorán los fluidos provenientes de la perforación y/o producción, para que sean eliminados sus componentes tóxicos y contaminantes previa su descarga, para la cual tiene que cumplir con los límites dispuestos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

En operaciones costa afuera, se prohíbe la descarga de lodos de perforación en base de aceite, los mismos que deberán ser tratados y dispuestos en tierra. En las plataformas off-shore se instalarán circuitos cerrados para el tratamiento de todos los desechos líquidos; y,

- e) **Aguas negras y grises.-** Todas las aguas servidas (negras) y grises producidas en las instalaciones y durante todas las fases de las operaciones hidrocarburíferas, deberán ser tratadas antes de su descarga a cuerpos de agua, de acuerdo a los parámetros y límites constantes en la Tabla No. 5 del Anexo 2 de este Reglamento.

En los casos en que dichas descargas de aguas negras sean consideradas como útiles para complementar los procesos de tratamiento de aguas industriales residuales, se especificará técnicamente su aplicación en el Plan de Manejo Ambiental. Los parámetros y límites permisibles a cumplirse en estos casos para las descargas serán los que se establecen en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los parámetros y límites permisibles establecidos en la Tabla No. 10 del Anexo 2 de este Reglamento se aplicarán en los casos que el monitoreo rutinario especificado en el presente Reglamento indique anomalías en las descargas para profundizar la información previo a la toma de acciones correctivas, o cuando la Subsecretaría de Protección Ambiental lo requiera, así como cada seis meses para una caracterización completa de los efluentes.

Para la caracterización de las aguas superficiales en Estudios de Línea Base – Diagnóstico Ambiental, se aplicarán los parámetros establecidos en la Tabla No. 9. Los resultados de dichos análisis se reportarán en el respectivo Estudio Ambiental con las coordenadas UTM y geográficas de cada punto de muestreo, incluyendo una interpretación de los datos.

ART. 30.– Manejo y tratamiento de emisiones a la atmósfera:

- a) **Emisiones a la atmósfera.-** Los sujetos de control deberán controlar y monitorear las emisiones a la atmósfera que se emiten de sistemas de combustión en hornos, calderos, generadores y mecheros, en función de la frecuencia, los parámetros y los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento. Los reportes del monitoreo ambiental interno se presentarán a la Dirección Nacional de Protección Ambiental, según el Formato No. 4 establecido en el Anexo 4 de este Reglamento y conforme a la periodicidad establecida en el artículo 12;
- b) **Monitoreo de tanques y recipientes.-** Se deberán inspeccionar periódicamente los tanques y recipientes de almacenamiento así como bombas, compresores, líneas de transferencia, y otros, y adoptar las medidas necesarias para minimizar las emisiones. En el Plan de Manejo Ambiental y en las medidas de Seguridad Industrial y mantenimiento se considerarán los mecanismos de inspección y monitoreo de fugas de gases en dichas instalaciones. Una vez al año se deberá monitorear el aire ambiente cercano a las instalaciones mencionadas; los resultados se reportarán en el Informe Ambiental Anual; y,
- c) **Fuentes fijas de combustión.-** Los equipos considerados fuentes fijas de combustión en las operaciones hidrocarburíferas serán operados de tal manera que se controlen y minimicen las

emisiones, las cuales se deberán monitorear en función de las frecuencias, parámetros y valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

ART. 31.– Manejo y tratamiento de desechos sólidos.– Las plataformas e instalaciones deben ser mantenidas libres de desechos sólidos. Ningún tipo de desechos, material de suelo o vegetal será depositado en cuerpos de agua o drenajes naturales. Las operadoras presentarán en el Plan de Manejo Ambiental el sistema de clasificación, tratamiento, reciclaje y/o reuso de los desechos sólidos así como las tecnologías para la disposición final, inclusive los acuerdos con municipios, empresas especializadas u otras operadoras de basureros o rellenos sanitarios, cuando fuera el caso:

- a) **Desechos inorgánicos.**– Los desechos no biodegradables provenientes de la actividad, deberán ser clasificados y evacuados de las áreas de operaciones para su tratamiento, reciclaje y/o disposición, o enterrados en fosas debidamente impermeabilizadas, como se describe específicamente en el Plan de Manejo Ambiental;
- b) **Desechos orgánicos.**– Los desechos biodegradables serán procesados mediante tecnologías ambientalmente aceptadas de acuerdo con lo aprobado en el Plan de Manejo Ambiental respectivo;
- c) **Rellenos sanitarios.**– Los lixiviados provenientes de rellenos sanitarios deberán ser controlados a través de sistemas adecuados de canales que permitan su tratamiento previo a la descarga, para la cual cumplirán con los parámetros y límites establecidos en las Tablas No. 4 y 5 del Anexo No. 2 de este Reglamento; y,
- d) **Incineración.**– Para la incineración de desechos sólidos se presentarán en el Plan de Manejo Ambiental la lista y las características principales de los desechos, los métodos y características técnicas del incinerador y del proceso, así como el tratamiento y la disposición final de los residuos. Las emisiones atmosféricas de dicho proceso se deberán controlar y monitorear a fin de cumplir con los parámetros y valores máximos referenciales que constan en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

ART. 32.– Desechos de Laboratorios.– Todos los laboratorios de la industria hidrocarburífera, sean de control en los procesos de producción o ambientales, deberán contar con un plan para el manejo de desechos de laboratorio y aplicar estrategias adecuadas para reducir las cantidades de dichos desechos:

- a) **Control de emisiones gaseosas.**– Las emisiones gaseosas desde los laboratorios se deberán controlar a través de sistemas adecuados; y,
- b) **Clasificación y tratamiento de desechos de laboratorio.**– Los desechos de laboratorio serán clasificados, reciclados y/o tratados para su disposición controlada.

CAPÍTULO IV ESTUDIOS AMBIENTALES

ART. 33.– Definición.– Para los fines establecido en este Reglamento, los Estudios Ambientales consisten en una estimación predictiva o una identificación presente de los daños o alteraciones ambientales, con el fin de establecer las medidas preventivas, las actividades de mitigación y las medidas de rehabilitación de impactos ambientales producidos por una probable o efectiva ejecución de un proyecto de cualquiera de las fases hidrocarburíferas. Constituyen herramientas técnicas que en conjunto mantienen una unidad sistemática que para fines prácticos se la divide con relación a las diferentes fases de la actividad hidrocarburífera, y se clasifican en:

- a) Estudio de Impacto Ambiental inclusive el Diagnóstico Ambiental – Línea Base;
- b) Auditoría Ambiental; y
- c) Examen Especial.

Los Estudios Ambientales constituyen documentos públicos.

ART. 34.– Características.– Los Estudios Ambientales serán requeridos previo al desarrollo de cada una de las fases de la actividad hidrocarburífera, según los criterios constantes en este Reglamento. Para el caso de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, se tendrá en cuenta el marco jurídico ambiental regulatorio de cada contrato.

Los Estudios Ambientales de un determinado proyecto constituyen en conjunto una unidad sistemática, en proceso de perfeccionamiento de acuerdo a los requerimientos de las diferentes fases de la actividad

hidrocarburífera y a las condiciones específicas de las zonas en que se desarrolla cada una de estas actividades.

El Diagnóstico Ambiental – Línea Base del Estudio de Impacto Ambiental contendrá la información básica sobre las características biofísicas, socio-económicas y culturales del área adjudicada así como del terreno o territorio calificado para ruta de oleoductos, poliductos, gasoductos y Centros de Distribución y constituye una unidad que, una vez aprobada, conforma el marco general en el que se irán trabajando y profundizando los diferentes aspectos que requiera el avance del proyecto en sus diferentes fases, áreas de influencia y condiciones.

Siempre que la magnitud del proyecto y las características del mismo lo requieran, y no se fragmente la unidad del estudio a presentarse, los Estudios Ambientales podrán ser presentados por etapas dentro de una misma fase, y los ya presentados podrán ser ampliados mediante Estudios Complementarios o Alcances o Adendums al mismo, de manera de dar agilidad a los procedimientos de análisis, evaluación, aprobación y seguimiento.

En caso de nuevas operaciones en un área que cuente con un Estudio Ambiental y luego de dos años de aprobado éste, se deberá realizar una reevaluación, que consistirá en una revisión del documento original, inspecciones y estudios de actualización en el campo, así como una reevaluación de la significancia de los impactos socio-ambientales y una actualización del Plan de Manejo Ambiental, que deberá ser aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental antes del inicio de las nuevas operaciones.

Para la realización de los estudios ambientales se utilizarán tecnología y metodología aceptadas en la industria petrolera, compatible con la protección del medio ambiente, y se efectuará conforme a las guías que se detallan en los siguientes artículos de este capítulo.

ART. 35.– Aprobaciones.– Los Estudios Ambientales se presentarán con dos copias a la Subsecretaría de Protección Ambiental y en forma electrónica, a fin de optimizar el acceso a la información.

La Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas aprobará los Estudios Ambientales de cada proyecto específico dentro de cada fase y de acuerdo con la modalidad en que se los presente. En ningún caso se podrán aprobar Estudios Ambientales de manera provisional.

ART. 36.– Estudios Ambientales para zonas protegidas.– Los sujetos de control que vayan a realizar operaciones hidrocarburíferas en áreas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, presentarán los Estudios Ambientales a la Subsecretaría de Protección Ambiental con copia que será remitida al Ministerio del Ambiente. Su aprobación la realizará la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, contando con el pronunciamiento previo del Ministerio del Ambiente. Sin embargo, si en el término de 10 días a partir de la presentación de tales estudios no se ha recibido dicho pronunciamiento, se entenderá que el mismo es favorable.

ART. 37.– Presentación pública.– Previo a la entrega de los Estudios Ambientales a la Subsecretaría de Protección Ambiental para su evaluación y aprobación, los sujetos de control realizarán una presentación pública de los Estudios de Impacto Ambiental para el proyecto respectivo, conjuntamente con representantes de la operadora, de la consultora ambiental y de la población del área de influencia directa, bajo la coordinación de la Subsecretaría de Protección Ambiental, quien además canalizará los comentarios y observaciones de los asistentes.

ART. 38.– Calificación y registro de consultores.– Los consultores ambientales hidrocarburíferos que realicen estudios ambientales deberán estar previamente calificados y registrados en la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas de conformidad con el Acuerdo Ministerial No. 137 del 5 de Agosto de 1998 (Instructivo para calificación de consultores ambientales en el área hidrocarburífera) o el que se emita en su lugar, los mismos que deberán cumplir con todos los requisitos que se establezcan en el país para este tipo de actividad.

ART. 39.– Calificación de laboratorios.– Los análisis físico-químicos y biológicos para los Estudios Ambientales, el monitoreo y el control de parámetros considerados en el presente Reglamento deberán ser realizados por laboratorios previamente calificados por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, de conformidad con las regulaciones que para el efecto se establezcan.

ART. 40.– Términos de referencia.– Previo a la realización de cualquier tipo de Estudio Ambiental, los sujetos de control deberán presentar a la Subsecretaría de Protección Ambiental los Términos de Referencia específicos, basados en la Guía Metodológica del artículo 41 de este Reglamento, para su respectivo análisis y aprobación en un término de 15 días.

Cuando se vayan a realizar operaciones hidrocarburíferas dentro de áreas pertenecientes al Patrimonio

Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, los sujetos de control presentarán una copia adicional de los Términos de Referencia que será remitida por la Subsecretaría de Protección Ambiental al Ministerio del Ambiente, el que tendrá un término de 7 días para su pronunciamiento ante la Subsecretaría de Protección Ambiental, la que a su vez los aprobará en el término de 5 días. La ausencia del pronunciamiento de cualquiera de los dos ministerios significará que el mismo es favorable.

Obtenida la aprobación o vencido el término se procederá a la realización de los Estudios Ambientales, tomando en cuenta las observaciones que se hubieran formulado, de existir éstas.

ART. 41.- Guía metodológica.- En la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental se aplicarán, de conformidad con las características de cada proyecto y de la fase de operación de que se trate, los siguientes criterios metodológicos y guía general de contenido:

1. Ficha Técnica

En este numeral se presentarán de forma resumida los principales elementos de identificación del estudio:

- Número del bloque y/o nombre del proyecto y denominación del área.
- Ubicación cartográfica.
- Fase de operaciones.
- Superficie del área.
- Razón social de la compañía operadora.
- Dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico.
- Representante legal.
- Nombre de la compañía consultora ambiental responsable de la ejecución del Estudio y número del respectivo registro de Consultores Ambientales del sector Hidrocarburífero de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.
- Composición del equipo técnico previamente calificado por la Subsecretaría de Protección Ambiental.
- Plazo de ejecución del Estudio.

2. Introducción

En este numeral se expondrá el marco conceptual en que se inscribe el estudio, así como una descripción del contenido global y de las distintas partes del mismo, y su relación con los estudios ambientales realizados para las fases anteriores, de existir éstas.

3. Diagnóstico Ambiental – Línea Base

3.1. Criterios metodológicos.- Los componentes de la Línea Base que anteceden deberán aplicarse para describir y caracterizar el área, lo cual servirá de parámetro para la identificación de las áreas sensibles y la definición del Plan de Monitoreo Ambiental. La Línea Base tiene carácter general y una vez establecida, es única para todas las fases operativas, sin perjuicio de que se la profundice y actualice al inicio de una nueva fase de ser necesario. Sus componentes deberán aplicarse y profundizarse de acuerdo con las condiciones de cada fase de operación y tomando en cuenta las características del área en que se van a desarrollar las operaciones, conforme a lo establecido en el presente Reglamento, de manera que permitan avanzar en la comprensión de los ecosistemas y su funcionamiento, los que podrían ser afectados por las actividades a ejecutarse.

En el componente socio-económico y cultural interesa no únicamente describir los aspectos señalados sino analizar la organización social local, su dinámica y especialmente las formas de utilización de los recursos naturales.

3.2. Análisis detallado.-

La línea base incorporará la evaluación detallada de la situación actual de los siguientes componentes ambientales:

3.2.1 Medio Físico: geología, geomorfología, hidrología, climatología, tipos y usos del suelo, calidad de aguas, paisaje natural.

3.2.2 Medio Biótico: identificación de ecosistemas terrestres, cobertura vegetal, fauna y flora, ecosistemas acuáticos o marinos de ser el caso. Identificación de zonas sensibles, especies de fauna y flora únicas, raras o en peligro y potenciales amenazas al ecosistema.

3.2.3 Aspectos socioeconómicos y culturales de la población que habita en el área de influencia. Se identificarán los siguientes aspectos:

3.2.3.1 Aspectos demográficos.- Composición por edad y sexo, tasa de crecimiento de la población, densidad, migración, características de la PEA.

3.2.3.2 Condiciones de vida.- Alimentación y nutrición: abastecimiento de alimentos, problemas nutricionales.

Salud: factores que inciden en la natalidad, mortalidad infantil, general y materna; morbilidad; servicios de salud existentes; prácticas de medicina tradicional.

Educación: condición de alfabetismo, nivel de instrucción, planteles, profesores y alumnos en el último año escolar.

Vivienda: número, tipos, materiales predominantes, servicios fundamentales.

3.2.3.3 Estratificación (grupos socioeconómicos), organización (formas de asociación, formas de relación, liderazgo) y participación social así como caracterización de valores y costumbres.

3.2.3.4 Infraestructura física.- vías de comunicación, servicios básicos (educación, salud, saneamiento ambiental).

3.2.3.5 Estaciones de servicio.- tipo de actividades industriales, educacionales y socio-culturales más cercanas; densidad poblacional en el entorno; tráfico actual y con proyección a futuro.

3.2.3.6 Actividades productivas.- tenencia y uso de la tierra, producción, número y tamaño de unidades productivas, empleo, relaciones con el mercado.

3.2.3.7 Turismo.- lugares de interés por su valor paisajístico, por sus recursos naturales así como por su valor histórico y cultural.

3.2.3.8 Arqueología.- estudio de vestigios y conservación con la intervención del Instituto Nacional de Patrimonio Cultural (INPC) en los casos que establece la Ley.

4. Descripción de las actividades del proyecto

Se describirán la operación técnica y las actividades que podrían tener efectos ambientales en cada una de las fases operativas del proyecto. Se incluirán los siguientes aspectos generales:

- Resumen ejecutivo del proyecto.
- Marco de referencia legal y administrativo ambiental.
- Localización geográfica y político-administrativa.
- Definición del área de influencia.
- Características del proyecto de conformidad con la fase de la actividad hidrocarburífera a que corresponda: caminos, medios de transporte, técnicas a utilizarse, equipo y maquinaria necesaria, número de trabajadores, requerimientos de electricidad y agua, atención médica, educación, entre otros.
- Tipos de insumos y desechos: tipos de tratamiento de desechos, entre otros.

De acuerdo al tipo de operación o fase, deberá constar la información adicional detallada constante en los capítulos correspondientes a las fases:

- Prospección geofísica (artículo 48).

- Perforación exploratoria y de avanzada (artículo 51).
- Desarrollo y producción (artículo 55).
- Industrialización (artículo 63).
- Almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados (artículo 70).
- Comercialización y venta de derivados de petróleo (artículo 75).

5. Determinación del área de influencia y áreas sensibles

La información de los numerales anteriores debe permitir identificar las áreas a ser impactadas y dentro de ellas las zonas sensibles, en donde deben adoptarse medidas específicas o evitarse determinadas actividades, de conformidad con la fase de las operaciones de que se trate.

6. Identificación y evaluación de impactos

Se reconocerán las acciones del proyecto hidrocarburífero que van a generar impactos sobre los diferentes elementos ambientales, socioeconómicos y culturales, de acuerdo a la fase de que se trate y determinando la calidad del impacto (directo–indirecto, positivo–negativo, etc.), el momento en que se produce, su duración (temporal–permanente), su localización y área de influencia, sus magnitudes etc.

Se tratará de mostrar cómo la situación caracterizada por la Línea Base puede resultar modificada en sus diversos componentes por las actividades a ejecutarse.

La identificación de los impactos ambientales así como de los impactos socioeconómicos y culturales deberá presentarse mediante matrices que permitan identificarlos y evaluarlos claramente, basado en todos los parámetros estudiados en el Diagnóstico Ambiental – Línea Base.

Los impactos indirectos deben evitarse en la medida de lo posible, o transformarse en positivos, según cuáles fueren las características de la situación. Deben diferenciarse las necesidades insatisfechas previamente existentes y que no son producidas por el proyecto.

En las zonas intervenidas, es preciso que la Línea Base incluya un análisis de impactos previos ocasionados por otras actividades.

La elección de técnicas de evaluación y valoración estará sujeta a criterio de quien realiza el estudio, sin embargo se cuidará que:

- Analicen la situación ambiental previa (Línea Base) en comparación con las transformaciones del ambiente derivadas de las actividades hidrocarburíferas ejecutadas.
- Prevean los impactos directos, indirectos y los riesgos inducidos que se podrían generar sobre los componentes físico, biótico, socioeconómico y cultural del ambiente.
- Se identifiquen y justifiquen las metodologías utilizadas en función de:
 - a) la naturaleza de la actividad hidrocarburífera a realizarse; y
 - b) los componentes ambientales afectados.

7. Plan de Manejo Ambiental

Una vez que se han identificado, analizado y cuantificado los impactos ambientales derivados de las actividades hidrocarburíferas, para la preparación del Plan de Manejo Ambiental se deben considerar los siguientes aspectos:

Analizar las acciones posibles de realizar para aquellas actividades que, según lo detectado en la valoración cualitativa de impactos, impliquen un impacto no deseado.

Identificar responsabilidades institucionales para la atención de necesidades que no son de responsabilidad directa de la empresa y diseñar los mecanismos de coordinación.

Describir los procesos, tecnologías, diseño y operación, y otros que se hayan considerado, para reducir los impactos ambientales negativos cuando corresponda.

Sobre la base de estas consideraciones, el Estudio de Impacto Ambiental propondrá los planes detallados a continuación, con sus respectivos programas, presupuestos y cronogramas.

- Plan de prevención y mitigación de impactos: corresponde a las acciones tendientes a minimizar los impactos negativos sobre el ambiente en las diferentes fases de las operaciones hidrocarburíferas.
- Plan de contingencias: comprende el detalle de las acciones, así como los listados y cantidades de equipos, materiales y personal para enfrentar los eventuales accidentes y emergencias en la infraestructura o manejo de insumos, en las diferentes fases de las operaciones hidrocarburíferas, basado en un análisis de riesgos y del comportamiento de derrames. Se incluirá la definición y asignación de responsabilidades para el caso de ejecución de sus diferentes fases (flujograma y organigrama), las estrategias de cooperación operacional así como un programa anual de entrenamientos y simulacros.
- Plan de capacitación: comprende un programa de capacitación sobre los elementos y la aplicación del Plan de Manejo Ambiental a todo el personal de la empresa acorde con las funciones que desempeña.
- Plan de salud ocupacional y seguridad industrial: comprende las normas establecidas por la empresa internamente para preservar la salud y seguridad de los empleados inclusive las estrategias de su difusión.
- Plan de manejo de desechos: comprende las medidas y estrategias concretas a aplicarse en el proyecto para prevenir, tratar, reciclar/reusar y disponer los diferentes desechos sólidos, líquidos y gaseosos.
- Plan de relaciones comunitarias: comprende un programa de actividades a ser desarrollado con la(s) comunidad(es) directamente involucrada(s) con el proyecto, la autoridad y la empresa operadora. Se incluirán medidas de difusión del Estudio de Impacto Ambiental, las principales estrategias de información y comunicación, eventuales planes de indemnización, proyectos de compensación y mitigación de impactos socio-ambientales, así como un programa de educación ambiental participativa a la comunidad. Estos acuerdos deben permitir la disminución de efectos negativos y la optimización de las acciones positivas.
- Plan de rehabilitación de áreas afectadas: comprende las medidas, estrategias y tecnologías a aplicarse en el proyecto para rehabilitar las áreas afectadas (restablecer la cobertura vegetal, garantizar la estabilidad y duración de la obra, remediación de suelos contaminados, etc.).
- Plan de abandono y entrega del área: comprende el diseño de las actividades a cumplirse una vez concluida la operación, de manera de proceder al abandono y entrega del área del proyecto motivo del respectivo Estudio Ambiental.

8. Plan de Monitoreo

El Estudio de Impacto Ambiental definirá los sistemas de seguimiento, evaluación y monitoreo ambientales y de relaciones comunitarias, tendientes a controlar adecuadamente los impactos identificados en el Estudio de Impacto Ambiental y el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental así como las acciones correctivas propuestas en el mismo. Los informes del Plan de Monitoreo se deberán presentar anualmente dentro del Informe Anual de las Actividades Ambientales, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 12 de este Reglamento.

9. Anexos

- a) Información cartográfica básica y temática en formato digital y analógico, con coordenadas geográficas y UTM, en archivos compatibles con los de la Subsecretaría de Protección Ambiental, inclusive las respectivas bases de datos, a las siguientes escalas correspondientes a las fases de las actividades hidrocarburíferas:
- Prospección geofísica: 1:50000.
 - Perforación exploratoria: 1:10000.
 - Desarrollo y producción: 1:25000.
 - Industrialización: 1:10000.
 - Almacenamiento: 1:10000.

- Transporte y comercialización: 1:25000.
- Estaciones de servicio y otros establecimientos de comercialización en áreas urbanas: 1:100 hasta 1:10000; para zonas rurales y en caso que no exista la correspondiente información digital, se podrán presentar planos cartográficos del IGM en forma escrita.

Toda información geográfica deberá ser sustentada, indicando la(s) fuente(s) de información y su fecha.

La presentación gráfica se realizará conforme al formato establecido en el Gráfico 1 del Anexo 1 de este Reglamento.

Los mapas temáticos incluirán, entre otros, los siguientes:

- Patrimonio Nacional de Areas Naturales.
- Uso de suelos y áreas sensibles.
- Comunidades y étnias.
- Federaciones;

- b) Información satelitaria y/o fotografía aérea vertical a color;
- c) Registro fotográfico fechado o de vídeo de los aspectos más importantes;
- d) Los textos que se consideren complementarios a la Línea Base;
- e) Resumen ejecutivo. Comprende una síntesis o resumen que privilegie la comprensión amplia de los resultados obtenidos en el estudio, y que contenga la información más relevante, los problemas críticos, la descripción de los impactos negativos y positivos, las principales medidas y estrategias de manejo ambiental, y las fuentes de información utilizadas. Este documento debe presentarse separado del informe principal;
- f) Bibliografía y fuentes consultadas; y,
- g) Listado completo de los técnicos y profesionales que han participado en la realización del estudio, firmado por cada uno de ellos.

ART. 42.– Auditoría Ambiental.– La Subsecretaría de Protección Ambiental por intermedio de la Dirección Nacional de Protección Ambiental auditará al menos cada dos años, o cuando por haberse detectado incumplimiento al Plan de Manejo Ambiental el Subsecretario de Protección Ambiental así lo disponga, los aspectos ambientales de las diferentes actividades hidrocarburíferas realizadas por los sujetos de control.

La Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) determinará el tipo y alcance de la Auditoría Ambiental para las operaciones de los sujetos de control en base al cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental.

Los sujetos de control realizarán al menos cada dos años una Auditoría Ambiental de sus actividades, previa aprobación de los correspondientes Términos de Referencia por la Subsecretaría de Protección Ambiental, y presentarán el respectivo informe de auditoría a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Adicionalmente, las partes a la finalización del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos o en caso de cambio de operador realizarán la auditoría a que se refiere el artículo 11 del Reglamento a la Ley 44, reformatoria a la Ley de Hidrocarburos.

Para el efecto de las auditorías antes mencionadas, los sujetos de control seleccionarán una auditora ambiental calificada por la Subsecretaría de Protección Ambiental para que realice el seguimiento y la verificación del cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, de conformidad con los Términos de Referencia previamente aprobados por la Subsecretaría de Protección Ambiental, en los cuales se determina el marco de documentos contra los cuales se realizará la auditoría.

ART. 43.– Contenido.– La Auditoría Ambiental constará de:

- a) Datos generales.

Se presentarán, en forma resumida, los principales elementos de identificación del estudio:

- Denominación del área.
- Ubicación.
- Fase de operaciones.
- Superficie.
- Nombre o razón social de la compañía petrolera.
- Dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico.
- Representante legal.
- Representante técnico o asesor.
- Nombre de la compañía consultora ambiental responsable de la ejecución de la auditoría ambiental.
- Número en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.
- Composición del equipo técnico previamente calificado por la Subsecretaría de Protección Ambiental.
- Plazo de ejecución de la Auditoría Ambiental;

b) Objetivos.

Los principales objetivos de la Auditoría Ambiental son los siguientes:

Determinar si las actividades hidrocarburíferas cumplen con los requisitos operacionales ambientales vigentes, incluyendo una evaluación de la tecnología aplicada.

Identificar los riesgos e impactos que las actividades hidrocarburíferas representan para el medio ambiente natural, la comunidad local y el personal involucrado en la operación.

Verificar el cumplimiento del Plan de Manejo y del Plan de Monitoreo Ambientales, así como de la legislación ambiental vigente.

c) Metodología utilizada

La Auditoría Ambiental se concentrará en las condiciones operacionales actuales de la compañía petrolera y tomará en cuenta las condiciones del lugar y el proceso físico que caracteriza a cada operación, y se referirá principalmente a:

Aspectos operacionales:

- Condiciones existentes.
- Revisión de equipos.
- Revisión general de la operación.
- Revisión de áreas específicas.
- Revisión y evaluación de registros y documentación conforme a los Términos de Referencia aprobados.
- Revisión de cumplimiento de normas.
- Revisión de cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental y de Monitoreo.

Identificará también:

- La fuente específica del impacto.
- Las causas del impacto.

- Recomendaciones para corregir errores anteriores.

La Auditoría Ambiental incluirá la verificación del cumplimiento de los límites establecidos en este Reglamento para los componentes suelo, agua y aire a través de muestreos y análisis de laboratorio, así como la evaluación de los datos del automonitoreo de la empresa.

d) Conclusiones y recomendaciones.

A continuación de la Auditoría Ambiental, la auditora preparará un informe que resuma el estado ambiental de las actividades hidrocarburíferas e identifique las recomendaciones para el cumplimiento de los objetivos en materia de gestión ambiental.

e) Anexos.

Los textos que se consideren complementarios a la Auditoría Ambiental se presentarán como anexos.

f) Resumen ejecutivo.

Comprende una síntesis o resumen que privilegie la comprensión amplia de los resultados obtenidos en la Auditoría Ambiental, y que contenga la información más relevante, los logros alcanzados, los problemas críticos, y las principales medidas correctivas.

Este documento debe presentarse separado del informe general.

ART. 44.– Examen Especial Ambiental.– Este Examen será realizado en casos emergentes a criterio de la Subsecretaría de Protección Ambiental o a pedido de los sujetos de control, y constará de:

1. Objetivos.
2. Alcance.
3. Metodología.
4. Acta de inspección.
5. Informe técnico.

ART. 45.– Acta de Inspección.– En los exámenes especiales, concluida la inspección de verificación de campo se levantará el acta respectiva, la cual será suscrita por el (o los) técnico(s) de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) y el (o los) representante(s) ambiental(es) de la empresa o su(s) delegado(s), con quien (o quienes) se haya practicado la diligencia. Constará de:

- 1) Lugar, día, hora, delegados y concurrentes.
- 2) Propósito.
- 3) Exposiciones y disposiciones.
- 4) Firmas de los delegados.

ART. 46.– Informe Técnico.– Una vez concluida la auditoría o el examen especial, y en el término de quince días, la Subsecretaría de Protección Ambiental entregará el informe técnico, al ente auditado o examinado, estableciendo las conclusiones y recomendaciones, las medidas correctivas y plazos si fuera el caso.

CAPÍTULO V PROSPECCIÓN GEOFÍSICA U OTRAS

ART. 47.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 48.– Estudios Ambientales.– Para las actividades de prospección geofísica, el Diagnóstico Ambiental – Línea Base deberá comprender el área adjudicada.

Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto: Etapas de la actividad de prospección geofísica.

- 1) Reconocimiento del área.
- 2) Información sobre obtención de permisos y negociación de tierras, pago de daños e indemnizaciones.
- 3) Construcción de helipuertos, ubicación y análisis de alternativas, dimensiones y disposición de DZs.
- 4) Movilización de personal y equipo.
- 5) Instalación de campamentos temporales, descripción de medidas ambientales para su construcción y operación.
- 6) Localización de Líneas Sísmicas y análisis de alternativas para evitar zonas sensibles.
 - 6.1) Proyecto de Exploración (planos).
 - 6.2) Sistema de localización (geodésica y topográfica, GPS, GIS).
 - 6.3) Sistema de amojonamiento.
 - 6.4) Apertura de trochas.
- 7) Sistema y técnicas de barrenos, técnicas explosivas y no explosivas.
- 8) Taponamiento de pozos.
- 9) Análisis de alternativas.

ART. 49.– Normas operativas.– Las empresas deberán cumplir con las siguientes normas:

- a) **Helipuertos y puntos de disparo.**- Los helipuertos y puntos de disparo no se establecerán en zonas críticas como sitios de reproducción y/o alimentación de fauna, saladeros, y sitios arqueológicos. En el Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores los helipuertos se construirán conforme a la guía gráfica, Gráfico No. 2 del Anexo No. 1, de este Reglamento;
- b) **Construcciones temporales.**- Al abrir las trochas e instalar los campamentos de avanzada, helipuertos y puntos de disparo, se removerá la vegetación estrictamente necesaria.

En los campamentos de avanzada, las letrinas construidas mantendrán una distancia mínima de 20 metros a cuerpos de agua.

En las zonas del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, todas las construcciones antes mencionadas, de carácter temporal, se las hará sin utilizar madera del área, excepto la que ha sido previamente removida para la adecuación del área. Los demás materiales a utilizarse deberán ser reutilizables y resistentes a las condiciones climáticas;

- c) **Tendido de líneas.**- El desbroce de trochas para tendido de líneas sísmicas será exclusivamente manual y no se cortarán árboles de DAP mayor a 20 centímetros; el ancho normal para las mismas será de 1.20 metros, y el máximo de 1.50 metros. Toda la madera y el material vegetal proveniente del desbroce y limpieza del terreno, será técnicamente procesado y reincorporado a la capa vegetal mediante tecnologías actuales disponibles, especialmente en sitios susceptibles a la erosión. La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales;
- d) **Acarreo aéreo de carga.**- Los helicópteros a utilizarse deberán ser aquellos que permitan minimizar el impacto ambiental. Para el acarreo de carga aérea deberá utilizarse la técnica llamada de "cuerda larga" (Long Sling), conforme a normas de seguridad OACI (International Civil Aviation Organization).

Si por razones justificables se requieren otras condiciones de operación, éstas se someterán a consideración de la Subsecretaría de Protección Ambiental;

- e) **Control de erosión.**- Para controlar la erosión se deberá:
 - e.1) Remover cualquier obstrucción al flujo natural de los cuerpos de agua cuando la misma haya sido causada por las operaciones de sísmica o por actividades asociadas a la exploración.
 - e.2) Contemplar un programa de revegetación con especies nativas del lugar para las áreas afectadas en donde se haya removido la capa vegetal según lo establecido en el Plan de Manejo Ambiental;

- f) **Cruces de cuerpos de agua.**- Si una línea sísmica debe cruzar más de una vez el mismo cuerpo de agua, la distancia mínima entre los cruces será de 2 kilómetros, excepto en casos de cauces meándricos, y en otros casos aprobados por la Subsecretaría de Protección Ambiental;
- g) **Indemnizaciones.**- En el caso de afectación de tierras de personas naturales o jurídicas, se deberán pagar las indemnizaciones necesarias de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos y tomando como referencia las tablas oficiales disponibles;
- h) **Manejo de explosivos.**- Para el manejo de explosivos, se deberá tener en cuenta:
- h.1) Las distancias mínimas establecidas para puntos de disparo, en la Tabla No. 2 del Anexo 1 de este Reglamento.
 - h.2) En ríos, lagos y lagunas no se utilizarán explosivos, sino el sistema de pistola de aire o equivalentes.
 - h.3) Los puntos de disparo deben ser rellenados y compactados con tierra para evitar la formación de cráteres o daños al entorno.
 - h.4) Las cargas en puntos de disparo no deben ser detonadas a distancias menores de 15 metros de cuerpos de agua superficiales.
 - h.5) Se deben utilizar mantas de protección cuando se detone explosivos en lugares cercanos a poblaciones.
 - h.6) Con un mínimo de 24 horas de anticipación se informará a las poblaciones vecinas sobre la peligrosidad de los materiales explosivos y se les advertirá acerca de la ocurrencia y duración de las explosiones.
 - h.7) Es responsabilidad de las empresas contratistas y contratantes asegurar que sus trabajadores sean calificados y se encuentren en buen estado de salud. Además, suministrarán a cada trabajador el equipo de protección personal establecido según las normas de seguridad industrial vigentes, incluyendo: guantes, casco, protectores de ruido y botas de seguridad;
- i) **Para abandono:**
- i.1) La capa orgánica que hubiese sido removida en helipuertos y campamentos, será redistribuida en el suelo, antes de abandonar las áreas.
 - i.2) El área de terreno en la que se haya removido la capa vegetal durante las operaciones, incluyendo aquellas destinada a helipuertos y campamentos, será revegetada y/o reforestada con especies nativas de la zona.
 - i.3) La empresa que ejecute la prospección geofísica y la que contrate el trabajo serán responsables por los daños al ambiente que pudieren ocasionarse y de la implantación de las medidas de prevención, control y rehabilitación.

CAPÍTULO VI PERFORACIÓN EXPLORATORIA Y DE AVANZADA

ART. 50.- Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 51.- Estudios Ambientales.– Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental – Línea Base, para los pozos exploratorios y de avanzada; las demás perforaciones estarán cubiertas por los Estudios Ambientales elaborados para la fase de desarrollo y producción. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

- 1) Programa de perforación exploratoria y de avanzada.

- 2) Plan de uso de la superficie en áreas intervenidas y/o no intervenidas:
 - 2.1) Ubicación de sitios de perforación.
 - 2.2) Actividades previas a la perforación.
 - 2.3) Identificación de fuentes de materiales así como tratamiento y disposición de desechos.
 - 2.4) Formas de acceso.
 - 2.5) Instalación de plataformas, helipuertos y campamentos.
 - 2.6) Características y montaje de los equipos y técnicas de perforación.
 - 2.7) Captación de agua.
 - 2.8) Tratamiento y disposición de fluidos y ripios de perforación.
 - 2.9) Actividades de operación y perforación exploratoria.
 - 2.10) Lista general de productos químicos a utilizarse.
- 3) Análisis de alternativas

ART. 52.- Normas operativas.- Para la perforación exploratoria se deberá cumplir en cada caso con lo siguiente:

- a) **En el Patrimonio Nacional de Areas Naturales.-** Los parámetros para la perforación exploratoria y avanzada, en áreas del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, son los siguientes: Prohibición de apertura de carreteras; área útil para plataforma, helipuerto y campamento, menor de 1.5 hectáreas;
- b) **En otras zonas.-** Para la perforación exploratoria y de avanzada en zonas no protegidas del territorio nacional, el área útil de plataforma, helipuerto y campamento no excederá a 1.5 hectáreas. En caso de requerirse mayor área útil, se deberán presentar los justificativos técnicos y económicos en el Estudio Ambiental, en el que también se especificará el área total de desbroce que dependerá de la topografía del sitio de perforación;
- c) **Costa afuera.-** En la perforación costa afuera se contará con sistemas de procesamiento de ripios, con sistemas cerrados de tratamiento de efluentes, y con un sistema de tratamiento de aguas negras y grises. Las características de los efluentes cumplirán con los límites permisibles establecidas en las Tablas No. 4 y 5 del Anexo 2 de este Reglamento;
- d) **Normas complementarias.-** La perforación exploratoria y de avanzada, complementariamente a lo establecido en el Estudio Ambiental, será ejecutada de acuerdo con las siguientes regulaciones operativas:

d.1 Del sitio de perforación.-

- 1.1 En el sitio de perforación, los tres espacios de área útil (plataforma, campamento y helipuerto) no tendrán una distribución rígida, se los ubicará de acuerdo con la topografía del terreno, rodeado de vegetación, con una separación adecuada entre sí. En operaciones costa afuera se especificará el equipo de perforaciones a utilizarse.
- 1.2 En el caso de perforación exploratoria las operaciones se realizarán preferentemente en forma helitransportable, para lo cual se despejará un área para la aproximación de los helicópteros, conforme a la reglamentación de la OACI.

Se autorizará la apertura de vías hasta de 5 metros de ancho de capa de rodadura, cuando exista justificación técnica y económica.

Si el pozo resultare seco, la compañía petrolera se compromete a rehabilitar el sitio de perforación, y a levantar la vía de acceso contando con la coordinación de las autoridades provinciales o cantonales respectivas, previa aceptación de la comunidad del sector. En caso de presentarse situaciones fuera de su control, se comunicará a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

- 1.3 Las plataformas de perforación en el área efectiva de operaciones serán niveladas, compactadas y

apropiadamente drenadas. En áreas colinadas, para las operaciones se considerarán varios niveles o sitios parcialmente nivelados para minimizar la erosión.

- 1.4 Las plataformas para la perforación costa afuera o en áreas de transición, no deben interferir con el normal desarrollo de las actividades de pesca, turismo, navegación y aeronavegación, por lo que se considerará un área de seguridad de una milla marina.

d.2 Del tratamiento y disposición final de fluidos y rípios de perforación.-

- 2.1 Todo sitio de perforación en tierra o costa afuera dispondrá de un sistema de tratamiento y disposición de los fluidos y sólidos que se produzcan durante la perforación.
- 2.2 Durante la perforación y concluida ésta, los fluidos líquidos tratados a medida de lo posible deberán reciclarse y/o podrán disponerse conforme con lo dispuesto en el artículo 29 de este Reglamento. El monitoreo físico-químico de las descargas al ambiente se realizará diariamente y será documentado y reportado a la Subsecretaría de Protección Ambiental en informes mensuales.
- 2.3 Durante y después de la perforación, los desechos sólidos, tanto lodos de decantación así como rípios de perforación tratados, podrán disponerse una vez que cumplan los parámetros y límites de la Tabla No. 7 del Anexo 2 de este Reglamento.
- 2.4 Las descargas submarinas se harán a una profundidad y distancia tal que se logre controlar la variación de temperatura conforme lo establecido en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento, obtener una rápida dilución inicial complementada con una satisfactoria dispersión y asimilación por el medio receptor que minimice el retorno de los contaminantes a la línea de la costa. A tales efectos en el Estudio Ambiental constará lo siguiente:
 - a) Descripción de las especificaciones técnicas de la tubería y características de los efluentes a descargar, inclusive su temperatura;
 - b) Estudios sobre la calidad físico-química, biológica y microbiológica del agua y sedimentos de fondos someros en el área de influencia de la descarga;
 - c) Estudio batimétrico, así como de corrientes marinas y superficiales en el sitio de la descarga; y
 - d) Rasgos de la línea de costa: configuración y morfología.
- 2.5 En caso de usarse lodos en base de aceite mineral su disposición final será en tierra, cumpliendo con los límites permisibles de la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento; los lodos de decantación procedentes del tratamiento de los fluidos serán tratados y dispuesto, cumpliendo con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 7 del Anexo 2 de este Reglamento.
- 2.6 Si los resultados del monitoreo determinan que las descargas al entorno en proyectos costa afuera no cumplen con los límites permisibles, todos los fluidos y rípios serán tratados y dispuestos en tierra firme.

d.3 Completación de pozos.- En caso de realizar la completación de pozos, los fluidos utilizados deberán ser recolectados en tanques y tratados de tal manera que cumplan con los límites permisibles para descargas, expresados en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

d.4 Pruebas de producción.- Cuando las condiciones de logística y económicas no permitan transportar el crudo, las pruebas se harán contratanque, y en caso de prever encontrar crudo que no permita su manejo en tanques, se utilizarán incineradores con sobreoxigenación, y las emisiones a la atmósfera deberán cumplir con lo establecido en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

Las pruebas de producción de gas natural libre se realizarán utilizando la mejor tecnología disponible, de conformidad con lo previsto en el Plan de Manejo Ambiental para el efecto, contando con un programa de monitoreo de emisiones atmosféricas conforme a la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

ART. 53.- Caso de abandono.- En los casos de abandono temporal o definitivo del área de influencia se deberá:

- a) Ubicar y disponer adecuadamente los equipos y estructuras que se encuentren en los sitios de trabajo, que no sean necesarios para futuras operaciones;

- b) Todos los desechos de origen doméstico e industrial, luego de su clasificación, serán tratados y dispuestos de acuerdo a lo previsto en el Plan de Manejo de Desechos del Plan de Manejo Ambiental propuesto por la operadora y aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental;
- c) En el sitio de perforación se deberán readecuar los drenajes y reforestar el área que no vaya a ser reutilizada si el abandono es temporal;
- d) Cuando se proceda a abandonar definitivamente un pozo, éste se sellará con tapones de cemento en la superficie y en los intervalos apropiados para evitar escapes y/o migraciones de fluidos.

En caso de producirse escapes de crudo por trabajos relativos al mal taponamiento del pozo, la empresa asumirá todos los costos de remediación y las reparaciones correspondientes al pozo.

Las locaciones de pozos abandonados deberán ser rehabilitados ambientalmente;

- e) Cuando en la perforación costa afuera se proceda a abandonar un pozo en forma permanente, la tubería de revestimiento deberá sellarse 1.5 metros por debajo del lecho marino y otras instalaciones que sobresalen del lecho marino serán retiradas, para evitar daños o impedimentos a la pesca, navegación u otra actividad; y,
- f) Cuando en la perforación costa afuera o en áreas de transición se proceda a abandonar temporalmente o en forma permanente un pozo, se colocará un tapón mecánico sobre la tubería de revestimiento y el cabezal será recubierto con una campana anticorrosiva. La posición del pozo se señalará con una boya y un dispositivo electrónico adecuado para su detección.

CAPÍTULO VII DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

ART. 54.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 55.– Estudios Ambientales.– Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental – Línea Base, para la actividad de desarrollo y producción de hidrocarburos. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

- 1) Localización, diseño conceptual y habilitación de la superficie para instalaciones de producción.
- 2) Diseño conceptual, trazado, construcción y adecuación de vías de acceso.
- 3) Fuentes de materiales, plan de explotación de materiales, así como tratamiento y disposición de desechos.
- 4) Trazado y construcción de líneas de flujo y troncales.
- 5) Captación y vertimientos de agua.
- 6) Instalación de campamentos.
- 7) Construcción y montaje de equipos.
- 8) Producción.
- 9) Pozos de desarrollo.
- 10) Aprovechamiento de energía y servicios.
- 11) Análisis de alternativas.

ART. 56.– Perforación de desarrollo.– Se observarán las siguientes disposiciones:

- a) Se aplicarán las mismas normas establecidas para la perforación exploratoria y de avanzada en todo

cuanto sean pertinentes;

- b) En caso de perforación múltiple (racimo), se permitirá el desbroce para un área útil de hasta 0.2 hectáreas por cada pozo adicional, procurando optimizar el uso del área previamente desbrozada; y,
- c) Los fluidos y/o rípios de perforación podrán ser tratados y dispuestos o inyectados, conforme a lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.

ART. 57.- Instalaciones de producción.- Las empresas petroleras en la actividad hidrocarburífera, para el cumplimiento de las operaciones de producción, deben observar lo siguiente:

- a) **Área útil adicional.-** En el caso de contar con islas de perforación que se convierten en islas de producción, se contemplará en el Plan de Manejo Ambiental un área útil adicional a la estipulada en el artículo 56, para instalar equipos de producción tales como: generadores múltiples, separadores, y otros.

Se construirán vallas adecuadas alrededor de las instalaciones de producción con el fin de proteger la vida silvestre. El diseño de la valla deberá efectuarse de tal forma que la misma quede cubierta por una cortina de vegetación. El área de esta cortina será adicional a la permitida para construir la infraestructura y no será incorporada al área útil;

- b) **Contrapozo.-** Alrededor del cabezal del pozo se deberá construir un dique (contrapozo) impermeabilizado a fin de recolectar residuos de crudo provenientes del cabezal y así evitar contaminación del sitio de perforación;
- c) **Patrones de drenaje natural.-** Se respetarán los patrones de drenaje natural para la construcción de las instalaciones de producción;
- d) **Tratamiento, manejo y disposición de coque.-** En caso de que sea técnica y económicamente factible, la eliminación del coque en estaciones de producción que manejen crudos pesados, deberá emplearse un sistema ambientalmente adecuado, para el tratamiento, manejo y disposición del mismo;
- e) **Pozos para inyección.-** Para la inyección y disposición de desechos líquidos, se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales;
- f) **Manejo de emisiones a la atmósfera.-** El gas deberá ser considerado en forma prioritaria, para reinyección y recuperación mejorada. El que no fuere utilizado de esta forma deberá aprovecharse de manera de asegurar una utilización racional del recurso previo el análisis técnico y económico respectivo, preferentemente para la generación de energía eléctrica, para lo cual se presentarán los Estudios Ambientales correspondientes a la autoridad competente;
- f.1) Si las condiciones tecnológicas y económicas no permiten el aprovechamiento completo en determinadas instalaciones, el gas natural asociado residual y el gas pobre podrá ser quemado utilizando mecheros, previa autorización de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, y conforme a los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento;
- f.2) Los mecheros proveerán las condiciones de temperatura y oxigenación suficientes para lograr la combustión completa de los gases.

La ubicación, altura y dirección de los mecheros deberá ser diseñado de tal manera que la emisión de calor y gases afecte en lo mínimo al entorno natural (suelo, vegetación, fauna aérea).

En cada sitio de quema de gas se monitorearán periódicamente las emisiones a la atmósfera, tal como se establece en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

En el caso de no cumplir con los parámetros establecidos en este Reglamento, la operadora tendrá un plazo de 30 días para hacer los correctivos necesarios.

Los sujetos de control deberán establecer en el respectivo Plan de Manejo Ambiental las alternativas técnicas o tecnológicas que utilizarán para la quema del gas y la reducción y control de emisiones;

- f.3) En todo caso, el gas natural asociado y el gas pobre proveniente de la producción de petróleo serán objeto de un manejo especial a determinarse según cada caso entre la operadora y la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), de acuerdo con lo que dispone la Ley de Hidrocarburos.

ART. 58.– Pruebas de producción:

- a) En las pruebas de producción se utilizarán tanques, que se ubicarán de acuerdo a las normas técnicas aceptadas en la industria hidrocarburífera, compatibles con la protección del medio ambiente;
- b) El fluido de las pruebas de producción deberá ser trasladado o bombeado hacia una estación de producción donde será tratado y el crudo incorporado a la producción. El traslado deberá efectuarse sujetándose a normas de seguridad y protección ambiental vigentes. En ningún caso estos fluidos podrán disponerse en piscinas;
- c) En el caso de utilizar bombeo hidráulico en las pruebas de producción, el fluido producido más el fluido motriz empleado, deberán transportarse hacia la estación de producción más próximo para ser tratado y el crudo será incorporado a la producción; y,
- d) Para las pruebas de producción costa afuera, se utilizarán sistemas que recuperen y traten los fluidos contaminantes.

ART. 59.– Tratamiento y cierre de piscinas.– Para el caso de piscinas que contengan crudo intemperizado o que hayan sido mal manejadas, es obligación de los sujetos de control proceder a la limpieza, recuperación del crudo, tratamiento, taponamiento y/o revegetación de cada una de estas con especies nativas de la zona, en base al Programa o Proyecto de Remediación que presentará la empresa, conforme a lo establecido en el artículo 16 de este Reglamento, para la aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

El taponamiento deberá realizarse de acuerdo a las siguientes disposiciones.

a) Piscinas con crudo y/o agua:

- a.1) Se recuperará el crudo para uso posterior.
- a.2) El crudo residual que no se incorpore a la producción será tratado de acuerdo a su composición y características físico-químicas. Si luego de un tratamiento se logra una mezcla bituminosa estable que no presente lixiviados que afecten al ambiente, podrá utilizarse en las vías, previo aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental en base de los respectivos análisis. En ningún caso se utilizará este crudo sin tratamiento.
- a.3) El crudo que no pudiese ser recuperado será tratado en la propia piscina o ex situ de conformidad con el programa o proyecto de remediación aprobado, favoreciendo tecnologías de biorremediación con microorganismos endémicos del sitio en remediación; no se permite la aplicación de microorganismos genéticamente modificados.
- a.4) El agua residual será tratada y dispuesta, una vez que cumpla con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.
- a.5) Una vez evacuados el crudo y/o el agua, se tratarán el suelo del fondo y las paredes de la piscina conforme lo establecido en el punto a.3) de este artículo, hasta que cumpla con los parámetros y límites establecidos en la Tabla No. 6 del Anexo 2 de este Reglamento, y se rehabilitará el sitio

En el caso que no se tapone la piscina y se quiera utilizar por la comunidad o el propietario a solicitud expresa y bajo su responsabilidad, se analizará la calidad del agua y las características de los sedimentos previo a la entrega. La calidad del agua en este caso deberá evaluarse en función del uso planificado; para piscicultura se podrá hacer la evaluación en función de los parámetros y valores referenciales de la Tabla No. 11 del Anexo 3 de este Reglamento.

- a.6) Los desechos sólidos y otros materiales encontrados en la piscina a tratar serán clasificados y almacenados temporalmente en sitios preparados con geomembrana, que contarán con un sistema de recolección y control de lixiviados y escorrentías. Los desechos sólidos inorgánicos serán llevados del sitio para su tratamiento, reciclaje y/o disposición. Los desechos sólidos orgánicos se podrán tratar en el sitio con tecnologías aceptadas ambientalmente, y conforme consta en el Programa o Proyecto de Remediación antes mencionado.
- a.7) La incineración controlada de desechos sólidos provenientes de la piscina a tratar se llevará a cabo en incineradores con sobreoxigenación que garanticen una combustión completa previa autorización de la Subsecretaría de Protección Ambiental, y controlando las emisiones a la atmósfera conforme a los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento. Se prohíbe la incineración abierta y no controlada de dichos desechos;

- b) **Piscinas secas:** Las piscinas secas que no contienen agua pero sí crudo o lodos de perforación en su fondo, serán remediadas conforme a lo establecido en los puntos a.3), a.5), a.6) y a.7) de este artículo, hasta que cumplan con los límites establecidos en las Tablas No. 6 y 7 del Anexo 2 de este Reglamento; y,
- c) **Revegetación:** Las piscinas que fueren taponadas, se revegetarán con especies nativas de la zona. La operadora será responsable del seguimiento y resultados de la revegetación.

ART. 60.– Reacondicionamiento de pozos.– Las operadoras dispondrán de las facilidades necesarias para el almacenamiento, tratamiento y disposición de los fluidos de reacondicionamiento, a fin de cumplir con lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.

ART. 61.– Recuperación mejorada.– Previo a la puesta en marcha de un proyecto de recuperación mejorada se deberá especificar el origen y fuente de agua o fluido a inyectarse, indicando su capacidad de abastecimiento a corto, mediano y largo plazo, y los efectos ambientales y sociales de este tipo de proyecto. De manera preferente se utilizará el agua tratada de los procesos de producción en lugar de la proveniente de fuentes naturales, así como el gas natural producido en el área.

CAPÍTULO VIII INDUSTRIALIZACIÓN

ART. 62.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 63.– Estudios Ambientales.– Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo el Diagnóstico Ambiental – Línea Base o una actualización y/o profundización del mismo, para el diseño, la construcción y la operación de la infraestructura de industrialización de hidrocarburos (plantas de gas, refinerías, plantas petroquímicas, plantas de producción de aceites y grasas lubricantes, plantas de tratamiento y/o reciclaje de aceites usados, etc.). Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

- 1) Presentación del esquema de Industrialización.
- 2) Diseño básico de las unidades nuevas o modernizadas.
- 3) Descripción de las unidades de procesos.
 - 3.1) Unidades no catalíticas.
 - 3.2) Unidades catalíticas.
 - 3.3) Otras áreas de industrialización.
 - 3.4) Areas de almacenamiento y transferencia.
 - 3.5) Area de servicios auxiliares.
- 4) Balance de materiales y térmico global.
- 5) Equipo de laboratorio existente y adicional.
- 6) Tanquería y esferas de almacenamiento existentes.
- 7) Tanquería y esferas de almacenamiento nuevas.
- 8) Generación de residuos en plantas industriales:
 - 8.1) Generación de desechos por fuente productora.
 - 8.2) Evaluación del sistema existente del manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos.
 - 8.3) Estudios existentes y propuestas para el manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos.

- 9) Captación y vertimientos de agua.
- 10) Sistema de tratamiento de efluentes.
- 11) Análisis de alternativas para ampliaciones y/o nuevas instalaciones:
 - 11.1) Revisión de propuestas de localización.
 - 11.2) Revisión del Diagnóstico Ambiental de las plantas industriales.
 - 11.3) Trabajo de campo preliminar.
 - 11.4) Evaluación de alternativas.
 - 11.4.1) Características ecológicas, socioeconómicas y culturales.
 - 11.4.2) Riesgos ambientales.
 - 11.4.3) Medidas y gastos de recuperación.
- 12) Conclusiones.

ART. 64.- Infraestructura e Impactos Ambientales.– El diseño, construcción y funcionamiento de la infraestructura de industrialización de hidrocarburos, se realizará considerando la estabilidad geosísmica del sitio, la seguridad física y los posibles impactos que puedan provocarse en el medio ambiente del área de operación y del área de influencia directa, así como en sus características socio culturales.

En ningún caso se permitirá infraestructura para industrialización de hidrocarburos dentro de áreas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores.

ART. 65.- Instalaciones de industrialización.– Deberán cumplir con lo siguiente:

- a) Para el manejo y almacenamiento de combustibles, petróleo crudo y sus derivados se deberá cumplir con lo establecido en el artículo 25 de este Reglamento; y,
- b) En operaciones costa afuera, el gas extraído será deshidratado y el agua de formación será descargada al ambiente o inyectada conforme a lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.

ART. 66.- Manejo y tratamiento de descargas, emisiones y desechos.– Toda instalación de industrialización deberá disponer de sistemas cerrados de tratamiento de efluentes, control de emisiones atmosféricas y desechos sólidos resultantes de los diferentes procesos, los mismos que deberán cumplir con lo establecido en los artículos 28, 29, 30, 31 y 32 de este Reglamento. Se priorizará el uso de tecnologías limpias. Además, se observarán las siguientes disposiciones:

a) **Manejo de emisiones a la atmósfera.-**

- a.1) El gas que se produce durante el tratamiento del crudo y fabricación de sus derivados deberá ser adecuadamente manejado en la propia planta a efectos de optimizar su uso racional en las necesidades energéticas de la misma.

El remanente podrá ser quemado previa autorización de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, en condiciones técnicas que aseguren que las emisiones a la atmósfera producidas en la combustión cumplan con lo establecido en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

- a.2) Toda planta para el tratamiento de crudo y fabricación de sus derivados deberá contar con sistemas adecuados para el tratamiento de gases ácidos y compuestos de azufre que garanticen la transformación y/o disminución de los compuestos nocivos de azufre antes de que el gas pase a ser quemado;

b) **Manejo de desechos sólidos.-** Los residuos sólidos especiales, domésticos e industriales constantes en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento serán tratados y manejados de acuerdo a las siguientes disposiciones:

- b.1) La selección del método óptimo de tratamiento y manejo de los residuos sólidos se lo hará considerando los siguientes parámetros y sobre la base de la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento:

- Tipo de residuo.
 - Peligrosidad del residuo.
 - Costo – beneficio.
 - Impacto ambiental.
 - Volumen del residuo.
- b.2) Para residuos sólidos domésticos se aplicará el tratamiento y disposición con la mejor tecnología disponible a fin de optimizar el beneficio del producto obtenido.
- b.3) Para los desechos industriales se contará con una planta de tratamiento que contemple especificaciones técnicas ambientalmente aceptables a fin de disminuir el volumen y la concentración de los contaminantes contenidos en los desechos.
- b.4) El sitio de disposición no debe localizarse en las cercanías de áreas residenciales, zonas pantanosas, hábitats sensibles de fauna silvestre, canales de drenaje, áreas sujetas a inundaciones temporales y cercanías a cuerpos de agua.
- b.5) Los residuos sólidos especiales (peligrosos) serán clasificados, tratados y dispuestos, según el caso, mediante la alternativa más adecuada constante en la Tabla No. 8 de este Reglamento; y,
- c) Se deberá instruir al personal sobre el manejo, transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición de los desechos que se generan en la industria.

ART. 67.– Producción de combustibles.– En la producción de combustibles se deberán observar las siguientes disposiciones:

- a) Las empresas que participen en el campo de industrialización de hidrocarburos cumplirán las respectivas normas INEN sobre calidad de gasolinas y de diesel, específicamente en lo referente a octanaje y cetanaje, contenido de aromáticos, benceno y azufre, así como otras sustancias contaminantes;
- b) Se prohíbe la producción e importación de gasolina con plomo, por parte de los sujetos de control;
- c) Las gasolinas que se importaren, se sujetarán a las respectivas normas INEN; y,
- d) La calidad de los combustibles: gasolina (octanaje) y diesel 2 (cetaneaje) podrá ser mejorada mediante la incorporación de aditivos en refinería y/o terminales previa autorización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

La empresa operadora deberá reportar ante la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas la hoja de seguridad incluyendo la composición de los aditivos a utilizar. Se fomentará la instalación de tecnologías de refinación que mejoren la calidad de las gasolinas, tales como plantas de isomerización, alquilación, y el uso de aditivos oxigenados hasta un equivalente de 2.7% O₂. Se preferirá y fomentará la producción y uso de aditivos oxigenados, tal como el etanol anhidro, a partir de materia prima renovable.

ART. 68.– Distancias de seguridad:

- a) **Zona de seguridad.**- La infraestructura de industrialización deberá estar rodeada de un cinturón de seguridad cuyo límite se establecerá en base de un análisis de riesgo en el respectivo Estudio Ambiental, y estará de preferencia arborizado y/o revegetado con especies propias de la región. La Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) efectuará el control y seguimiento sobre la observancia de esta franja de seguridad; y,
- b) **Distancia a centros poblados.**- Las nuevas infraestructuras de industrialización deberán construirse en sitios distantes por lo menos diez kilómetros de los centros poblados y demás lugares públicos y/o comunitarios.

CAPÍTULO IX

ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS

ART. 69.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 70.– Estudios Ambientales.– Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental – Línea Base, para la construcción de ductos (oleoductos principales y secundarios, gasoductos y poliductos, estaciones de bombeo) e instalaciones para el almacenamiento de petróleo y sus derivados. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

- 1) Localización, diseño conceptual, trazado, construcción, derechos de vía y habilitación de la superficie para construcción de ductos, estaciones y terminales de almacenamiento y otras instalaciones de almacenamiento y transporte de petróleo y/o sus derivados y afines.
- 2) Fuentes de materiales, así como tratamiento y disposición de desechos.
- 3) Trazado y construcción de líneas de flujo y troncales.
- 4) Construcción y montaje de equipos.
 - 4.1) Infraestructura, almacenamiento, transporte y comercialización.
- 5) Captación y vertimiento de agua.
- 6) Análisis de alternativas.

ART. 71.– Tanques de almacenamiento.– Para los tanques de almacenamiento del petróleo y sus derivados, además de lo establecido en el artículo 25, se deberán observar las siguientes disposiciones:

a) Tanques verticales API y tanque subterráneos UL:

- a.1) El área para tanques verticales API deberá estar provista de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula ubicada en el exterior del recinto, que permita la rápida evacuación de las aguas lluvias o hidrocarburos que se derramen en una emergencia, y deberá estar conectado a un sistema de tanques separadores.
- a.2) Entre cada grupo de tanques verticales API deberá existir una separación mínima igual al $\frac{1}{4}$ de la suma de sus diámetros, a fin de guardar la debida seguridad.
- a.3) Los tanques de almacenamiento deberán contar con un sistema de detección de fugas para prevenir la contaminación del subsuelo. Se realizarán inspecciones periódicas a los tanques de almacenamiento, construcción de diques y cubetos de contención para prevenir y controlar fugas del producto y evitar la contaminación del subsuelo, observando normas API o equivalentes.
- a.4) Las tuberías enterradas deberán estar debidamente protegidas para evitar la corrosión, y a por lo menos 0.50 metros de distancia de las canalizaciones de aguas servidas, sistemas de energía eléctrica y teléfonos.
- a.5) Cada tanque estará dotado de una tubería de ventilación que se colocará preferentemente en área abierta para evitar la concentración o acumulación de vapores y la contaminación del aire;

b) Recipientes a presión para GLP:

- b.1) Las esferas y los tanques horizontales de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP) deberán estar fijos sobre bases de hormigón y mampostería sólida, capaces de resistir el peso del tanque lleno de agua, a fin de garantizar su estabilidad y seguridad y así evitar cualquier accidente que pudiera causar contaminación al ambiente.

b.2) Todas las operaciones de mantenimiento que se realicen en tanques de almacenamiento de combustibles y/o esferas de GLP, se ejecutarán bajo los condicionantes de las normas de seguridad del sistema PETROECUADOR, a fin de evitar cualquier derrame o fuga que pudiera afectar al ambiente;

c) Transporte de hidrocarburos y/o sus derivados costa afuera

c.1) El transporte de hidrocarburos y/o sus derivados costa afuera, a través de buque tanques, se realizará sujetándose a lo establecido por la Dirección General de la Marina Mercante y del Litoral, como autoridad marítima nacional responsable de la prevención y control de la contaminación de las costas y aguas nacionales.

c.2) Semestralmente durante los meses de junio y diciembre, la Dirección General de la Marina Mercante y del Litoral presentará a la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe de las medidas ambientales aplicadas durante las actividades de transporte para el respectivo control y seguimiento; y,

d) Disposiciones generales para todo tipo de instalaciones:

d.1) Mantener las áreas de las instalaciones industriales vegetadas con mantenimiento periódico para controlar escorrentías y la consecuente erosión.

d.2) Se presentará anualmente un informe de inspección y mantenimiento de los tanques de almacenamiento a la Subsecretaría de Protección Ambiental, así como sobre la operatividad del Plan de Contingencias incluyendo un registro de entrenamientos y simulacros realizados con una evaluación de los mismos.

ART. 72.- Instalación y reutilización de tanques:

1.- Instalación.- Los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles que vayan enterrados, cumplirán las siguientes disposiciones:

- a) Se debe proporcionar un claro mínimo de 50 centímetros, relleno con arena inerte a la corrosión, entre las paredes y tapas del tanque y la excavación;
- b) La excavación, en donde se debe depositar un relleno mínimo de 30 centímetros de arena inerte bajo el tanque, debe ser lo suficientemente profunda, independiente de que se instalen o no elementos de concreto para su anclaje;
- c) Se debe proporcionar un relleno mínimo de 30 centímetros de arena inerte entre tanque y tanque, cuando éstos sean colocados dentro de una misma excavación;
- d) La profundidad de instalación de los tanques puede variar, dependiendo de si existe o no tráfico sobre éstos, así:

En áreas que no están sujetas a tráfico, la profundidad no debe ser menor a 90 centímetros.

En áreas sujetas a tráfico regular, la profundidad no debe ser menor a 125 centímetros.

En ambos casos, la profundidad estará medida a partir del lomo del tanque hasta el nivel del piso terminado, incluyendo el espesor de la losa de concreto armado del propio piso;

- e) En caso de que el nivel freático se encuentre cerca de la superficie del terreno, se deben fijar los tanques de almacenamiento mediante cables de acero sujetos a anclas de concreto, las cuales deben ser construidas a todo lo largo del tanque, garantizando mediante el cálculo respectivo la estabilidad de la instalación (no flotación) de los tanques de almacenamiento;
- f) Un tanque enterrado nunca debe ser instalado directamente sobre elementos rígidos de concreto o de cualquier otro material;
- g) Cuando el tanque sea bajado o movido dentro de la excavación, deben evitarse impactos entre el tanque y cualquier otro elemento;
- h) Cuando se instale más de un tanque de almacenamiento, se debe colocar arena inerte a la corrosión alrededor de cada tanque para prevenir movimientos;
- i) Cuando la resistencia del terreno presenta las características de un suelo inestable, de acuerdo al

estudio previo de mecánica de suelos, se deben proteger los tanques de almacenamiento del empuje directo del terreno, mediante técnicas de construcción adecuadas que garanticen impermeabilidad y resistencia al ataque de los hidrocarburos;

- j) Tanto la excavación como otras construcciones en donde se coloquen los tanques, deben rellenarse totalmente con arena inerte, una vez instalados y probados éstos, con el objeto de no dejar ningún espacio libre donde puedan almacenarse vapores de hidrocarburos;
- k) Conforme a las prácticas recomendadas para estaciones de servicio por el API 1615 o el API 653 y API 2610, es obligatoria la instalación de dispositivos para prevenir la contaminación del subsuelo, cuando se presente alguna fuga o derrame de producto de los tanques de almacenamiento; y,
- l) En todos los tanques, tanto subterráneos como sobre superficie, se deberán instalar dispositivos que permitan detectar inmediatamente fugas de producto para controlar problemas de contaminación.

2.- Reutilización.- Los tanques para poder ser usados nuevamente, deben ser verificados en su integridad física, chequeados los espesores de cuerpo y tapas, el estado de los cordones de soldadura, de las placas de desgaste; ajustándose a los estándares de fabricación de UL 58. Luego deben ser sometidos a las pruebas de hermeticidad establecidas en la norma NFPA-30 y UL-58 o equivalentes; deben ser limpiados de cualquier recubrimiento anterior y ser recubiertos con fibra de vidrio o similar para formar el doble contenimiento, de acuerdo a la norma UL-1746 o equivalente. Todas las verificaciones de integridad física anteriormente mencionadas deberán ser certificadas por una firma de reconocido prestigio nacional y/o internacional, especializada en inspección técnica.

ART. 73.- Construcción de ductos.- Para la construcción de oleoductos, poliductos y gasoductos se deberán observar las siguientes disposiciones:

1) Trazado:

- 1.1) Previo a la construcción y operación de ductos, poliductos y gasoductos se deberán considerar las características del terreno por donde va a atravesar, cruces de los cuerpos de agua, el uso de la tierra, relieve del terreno; a fin de prevenir y/o minimizar el impacto en el ambiente, y asegurar la integridad de las mismas.
- 1.2) Los ductos submarinos se construirán enterrados en el lecho marino a fin de minimizar el riesgo de daños y la consecuente contaminación ambiental.
- 1.3) Para la definición de la ruta de los ductos, se deberán evitar en lo posible áreas geológicamente inestables.
- 1.4) El trazado y derecho de vía de un ducto y las rutas de acceso a instalaciones y campamentos deben ser ubicados de manera que minimicen impactos a los cuerpos de agua en general.
- 1.5) En la definición de rutas se procurará el desbroce mínimo requerido y se evitará afectar los sitios puntuales de interés ecológico, arqueológico y étnico.

2) Desbroce:

- 2.1) El ancho del desbroce en la ruta del ducto no será mayor de 10 metros en promedio, a nivel de rasante, el mismo que dependerá de la topografía y tipo de terreno a atravesar a lo largo del trazado, y en caso de que sea adyacente a la vía, su ancho máximo será de 6 metros a partir del borde de la obra básica, salvo en el caso de que se construya más de una línea (incluyendo cables de transmisión de energía o señales, y ductos de transporte de fluidos) y no sea técnicamente factible enterrarlas en la misma zanja.
- 2.2) Se minimizará la afectación en zonas de bosque primario y tierras dedicadas a la agricultura, o que sean drenadas o irrigadas intensivamente. En caso de producirse afectación a las tierras comunitarias o de pueblos indios, o propiedad de personas naturales o jurídicas, se liquidarán y pagarán las indemnizaciones del caso, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos y tomando como referencia las tablas oficiales disponibles.
- 2.3) Para el trazado de ductos, el desbroce de senderos será exclusivamente manual; el ancho máximo para las mismas será de 1.20 metros. El material proveniente del desbroce y limpieza del terreno será adecuadamente reincorporado a la capa vegetal. La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales.

- 2.4) Durante el desbroce se deberán evitar áreas con vegetación poco común o de especies en peligro de extinción.
- 2.5) Se evitarán, en lo posible, zonas pobladas, áreas ambientales sensitivas, tales como saladeros, lagunas, zonas temporalmente inundadas así como humedales, lugares de reproducción de fauna y sitios arqueológicos.
- 2.6) En el Patrimonio Nacional de Areas Naturales, el tendido de oleoductos se realizará sin abrir carreteras.

3) Ensayos hidrostáticos:

- 3.1) Durante los ensayos se deberá asegurar que el caudal de llenado del ducto desde fuentes superficiales no interfiera con los usos aguas abajo.
- 3.2) El desagüe de las tuberías debe hacerse a una velocidad no mayor que la velocidad de toma de la fuente. Un dissipador de energía debe ser instalado para minimizar la erosión durante la descarga.
- 3.3) Las aguas provenientes de las pruebas hidrostáticas previa descarga deberán cumplir con los límites establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

4) Restauración:

- 4.1) La operadora deberá identificar y restaurar las áreas afectadas durante la construcción del ducto.
- 4.2) En el caso de contingencias de cualquier índole la operadora deberá garantizar que dentro de un término de tiempo razonable, el derecho de vía será rehabilitado a fin de mitigar el impacto.
- 4.3) Se deberá actualizar permanentemente el Plan de Contingencia, a fin de evitar que el escurrimiento de lodos y/o crudo y derivados, en caso de derrames, pueda alcanzar cuerpos de agua.

5) Construcción:

- 5.1) La operadora y/o contratista deberán capacitar y entrenar al personal en procedimientos ambientales, el conocimiento y comportamiento de las áreas ecológica y culturalmente sensibles y el uso del criterio ambiental tanto para la construcción, como en la operación y/o mantenimiento de las líneas, a fin de evitar y/o minimizar el impacto.
- 5.2) Durante las etapas de despeje y desbroce para el derecho de vía, deberán usarse técnicas adecuadas, a fin de minimizar el impacto visual y adoptar medidas de restauración que permitan obtener condiciones ambientales aceptables.
- 5.3) En zonas pobladas y cruces de vías, la operadora y/o contratista deberán colocar señalización de aviso al público que incluya el nombre de la compañía operadora, profundidad a la que se encuentra la tubería enterrada y el número telefónico de la dependencia competente en caso de producirse cualquier emergencia.
- 5.4) Tratar y disponer todos los desechos generados durante la construcción de manera que no produzcan un impacto adverso en el ambiente, y de acuerdo a lo especificado en el Plan de Manejo de Desechos propuestos en el PMA por parte de la constructora.
- 5.5) Los tanques utilizados para el aprovisionamiento de combustibles durante la construcción de los oleoductos, poliductos y gasoductos, deberán cumplir con las normas generalmente aceptadas por la industria petrolera a efectos de prevenir la ocurrencia de derrames o contingencias de cualquier índole.
- 5.6) Los oleoductos y poliductos deberán ser enterrados a excepción de los tramos que técnicamente no lo permitan, en cuyo caso se presentarán los justificativos técnicos y económicos en el Estudio Ambiental.
- 5.7) En los cruces de ríos, la línea deberá ir enterrada bajo el lecho cuando el caso técnicamente lo amerite.
- 5.8) Si los ductos atraviesan núcleos poblados, se instalarán válvulas de cierre en cada uno de los extremos, así como en cualquier sitio que lo amerite, de acuerdo con el Plan de Manejo Ambiental.

- 5.9) Para el ejercicio del derecho de vía, se deberá mantener el área libre de desechos y tendrá que ser revegetada con técnicas que permitan el fácil acceso para mantenimiento del ducto en casos de emergencia.
- 5.10) Los ductos en general deberán contar con una adecuada protección externa e interna, que permita prevenir derrames ocasionados por alta presión, alta temperatura, corrosión, obsolescencia u otros factores de riesgo, de acuerdo con normas aceptadas en la industria petrolera.
- 5.11) Toda tubería enterrada deberá estar protegida en los cruces de carreteras y caminos de conformidad con normas API o equivalentes.
- 5.12) Las vibraciones resultantes de las faenas de construcción y operación de las instalaciones relacionadas con los ductos que transportan hidrocarburos y/o sus derivados deben ser controladas de manera que no se afecte a la salud de los trabajadores, pobladores, ni al ecosistema circundante.
- 5.13) Finalizada la construcción, todo equipo e instalación de superficie serán desmantelados y removidos, y el área deberá ser recuperada, de acuerdo al Plan de Manejo Ambiental.

6) Transporte en autotanques y buque tanques

Los vehículos y buques transportadores de combustibles líquidos y gaseosos derivados del petróleo deberán reunir los siguientes requisitos mínimos:

- 6.1) Deberán contar con el equipo para control contra incendios y/o cualquier emergencia.
- 6.2) Los tanques, las tuberías, las válvulas y las mangueras deberán mantenerse en adecuado estado, a fin de evitar daños que podrían ocasionar cualquier tipo de contaminación tanto en tierra como en mar.
- 6.3) El transporte de combustibles, tanto terrestre como marítimo, se deberá realizar sujetándose a las respectivas Leyes y Normas de Seguridad Industrial y protección ambiental vigentes en el país.
- 6.4) Las empresas responsables de este tipo de transporte deberán instruir y capacitar al personal sobre las medidas de Seguridad Industrial y de conservación y protección ambiental, a fin que se apliquen las mismas en el desempeño y ejecución de su trabajo.

CAPÍTULO X COMERCIALIZACIÓN Y VENTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PRODUCIDOS EN EL PAÍS E IMPORTADOS

ART. 74.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 75.– Estudios Ambientales.– Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo el Diagnóstico Ambiental – Línea Base, tanto para la construcción como para la remodelación de Centros de Distribución, sea estación de servicio, depósito naviero nacional, depósito naviero internacional, depósito pesquero, o depósito aéreo, plantas envasadoras de GLP, terminales de almacenamiento de productos limpios. La guía metodológica del artículo 41 se aplicará en un detalle justificado en función de la magnitud y ubicación del proyecto, conforme a los Términos de Referencia aprobados, y se deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

- 1) Localización, diseño conceptual y habilitación de la superficie para construcción o remodelación de Centros de Distribución, sea estación de servicio, depósito naviero nacional, depósito naviero internacional, depósito pesquero o depósito aéreo, plantas envasadoras de GLP, terminales de almacenamiento de productos limpios.
- 2) En caso de remodelación de centros de distribución, diagnóstico de posible contaminación de suelos y aguas subterráneas (muestreos, análisis, localización exacta, etc.).
- 3) Materiales de construcción a utilizarse.
- 4) Instalación y montaje de equipos.
 - 4.1) Infraestructura, almacenamiento para la comercialización.

4.2) Evaluación del sistema de manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos.

5) Análisis de alternativas.

6) Adjuntar en anexos además: documento de calificación del terreno emitido por la DNH.

El Diagnóstico Ambiental – Línea Base para la remodelación de Centros de Distribución incluirá una caracterización de los suelos y aguas subterráneas, y en caso de haberse detectado contaminación del ambiente, se especificarán en el Plan de Rehabilitación de Áreas Afectadas del Plan de Manejo Ambiental el tratamiento y tecnología de remediación a aplicarse para subsanar los problemas.

El requisito establecido en el artículo 37 de este Reglamento se aplicará a los Estudios Ambientales para instalaciones nuevas.

ART. 76.– Tanques en Estaciones de Servicio:

a) Instalaciones nuevas.-

Previo al otorgamiento de permisos para la construcción y el funcionamiento de Centros de Distribución conforme a las definiciones del artículo anterior, la Dirección Nacional de Hidrocarburos deberá contar con el informe técnico ambiental favorable y la aprobación del respectivo Estudio Ambiental de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

a.1) Los tanques para almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables deben ser tanques horizontales, cilíndricos, atmosféricos, para instalación subterránea, con doble pared, provistos de un sistema de monitoreo intersticial de fugas, fabricados bajo estándares UL 58 y UL 1746.

En el caso que sean tanques sobre superficie deberán fabricarse bajo UL 142 y contar además con un sistema retardante de fuego que proteja al tanque de una eventual ignición, por al menos dos horas continuas, o de un sistema de inertización del aire para evitar el fuego, o con un sistema automático de extinción de fuego o algún otro sistema que impida que el tanque corra algún riesgo de incendio.

a.2) El diseño, fabricación y montaje se lo realizará de acuerdo a las mejores prácticas de la ingeniería, dando cumplimiento estricto de los códigos y normas aplicables tanto nacionales como de ASTM, API, ASME, NFPA, UL, ANSI y EPA o equivalentes.

a.3) Los tanques deberán ser cilíndricos para instalación horizontal, fabricados con planchas de acero al carbón de conformidad con el código correspondiente y recubiertas exteriormente con fibra de vidrio o similar, los cuales deberán tener un certificado de calidad otorgado por el fabricante.

a.4) Todos los tanques deberán ser probados in situ hidrostáticamente con agua limpia para verificar su hermeticidad previo a su utilización.

a.5) Las válvulas deben ser apropiadas para uso con productos refinados de petróleo con una presión de trabajo correspondiente al ANSI No. 150.

a.6) Las líneas de venteo serán de 2 pulgadas de diámetro, cuya boca de descarga deberá estar a una altura no menos de 4 metros sobre el nivel de piso, y estará provisto de una campana de venteo para evitar el ingreso de aguas lluvias al tanque de almacenamiento.

a.7) En los surtidores que funcionan con bomba sumergible, deberá instalarse una válvula de emergencia, la cual deberá cerrarse automáticamente en el caso de que el surtidor sufra un golpe o volcamiento.

a.8) El trasiego de los líquidos inflamables desde los camiones cisternas o los depósitos subterráneos se efectuará por medio de mangueras con conexiones de ajuste hermético que no sean afectadas por tales líquidos y que no produzcan chispas por roce o golpe.

a.9) Los aspectos relativos a instalaciones sanitarias, de seguridad industrial y protección ambiental estarán de acuerdo a las Ordenanzas Municipales vigentes y demás regulaciones afines del Ministerio de Energía y Minas.

a.10) Las dimensiones del tanque, diámetro interno y espesor de paredes deben estar determinadas por su capacidad y material de construcción, conforme a las normas vigentes y buenas prácticas de ingeniería. Es responsabilidad de la operadora de garantizar la estructura de la construcción de tal modo que no se produzcan accidentes que puedan perjudicar al ambiente.

La capacidad operativa del tanque no será menor que la capacidad nominal, y ni mayor que 110% de la capacidad nominal.

La longitud del tanque no será mayor que 6 veces su diámetro.

b) Estaciones de Servicio en remodelación.-

- b.1) Para Estaciones de Servicio en remodelación se requiere un certificado de la situación actual de los tanques de almacenamiento de combustible, de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 del artículo 72, emitido por empresas que hayan sido calificadas y/o debidamente autorizadas ante el organismo competente.
- b.2) La remodelación de Estaciones de Servicio culminará en los mismos estándares exigidos en el punto a) de este artículo, y demás disposiciones regulatorias aplicables.

ART. 77.- Manejo de desechos.- Además de lo establecido en los artículos 28, 29, 30 y 31 de este Reglamento, la comercialización de combustibles, lubricantes y afines a los diferentes sectores de consumo deberá cumplir con lo siguiente:

Si se trata de Centros de Distribución en los cuales además del expendio de combustible se expenden lubricantes y se dan servicios de lubricación, cambio de aceites de motor, lavado y engrasado de vehículos automotores, de conformidad con el Plan de Manejo Ambiental deberán contar obligatoriamente con un equipo instalado para la recirculación de agua y la recolección y recuperación de hidrocarburos: combustibles, grasas, aceites, etc. La instalación de trampas de aceites y grasas en puntos estratégicos es obligatoria. Estos establecimientos deberán llevar bajo su responsabilidad un registro mensual de los volúmenes de combustible, grasas y aceites recuperados y de su disposición final.

ART. 78.- Normas de seguridad.- En la comercialización de derivados de petróleo y afines se observarán, además de lo establecido en los artículos 26 y 27, las siguientes disposiciones de seguridad:

- a) Está prohibido el suministro de combustibles a los vehículos de servicio público que estén ocupados por pasajeros y a vehículos con el motor encendido;
- b) La carga y descarga de tanqueros se realizará de tal manera que no obstaculice el tráfico vehicular y peatonal, debido al peligro que representa esta operación;
- c) En las estaciones de servicio no será permitido fumar ni hacer fuego, ni arrojar desperdicios; y deberá contarse con la señalización correspondiente;
- d) Todas las tuberías de despacho y ventilación estarán instaladas de manera que queden protegidas contra desperdicios y accidentes. Donde estén enterradas, las tuberías irán a una profundidad mínima de 40 centímetros bajo el pavimento a superficie del terreno y deberán ser debidamente protegidas exteriormente contra la corrosión a fin de evitar fugas o derrames que pudieran causar daños al ambiente;
- e) Junto a las bocas de descarga se instalará una toma a tierra, a la cual será conectado el autotanque previo al trasvase del combustible, para eliminar la transmisión de la energía estática;
- f) Los surtidores de combustibles deberán estar ubicados de tal modo que permitan el fácil acceso y la rápida evacuación en casos de emergencia;
- g) Alrededor de la periferia de las instalaciones, se deberá implementar un programa de ornamentación, a través de forestación o arborización, a fin de dotar al lugar de buena calidad de aire y paisajística; y,
- h) Todo centro de expendio de lubricantes, estaciones de servicio, lavadoras y lubricadoras, plantas envasadoras y centro de distribución de gas licuado de petróleo y demás centros de distribución destinados a la comercialización de derivados deberán cumplir con los siguientes requisitos:
- h.1) Todas las estaciones de almacenamiento de hidrocarburos y/o derivados deberán registrar ante la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) una fotocopia, certificada por el fabricante, de la placa de identificación de los tanques. La placa de identificación de los tanques debe tener al menos la siguiente información: empresa fabricante, estándar de fabricación o norma de fabricación, años de fabricación, capacidad, número de identificación del tanque.
- h.2) En todas las estaciones de servicio y gasolineras se observará que los tanques cumplan con las especificaciones técnicas requeridas, y que a más de la seguridad garanticen un mínimo riesgo de

daño al ambiente. En caso de expender combustibles en tambores, canecas u otros envases, éstos deberán ser herméticos y guardar las seguridades correspondientes.

ART. 79.- Normas de manejo.– Las compañías productoras o comercializadoras de grasas y aceites lubricantes domiciliadas en el país incorporarán obligatoriamente al envase de su producto además de las normas técnicas y tiempo de vida útil del producto, las normas que deben observarse en su manejo, así como las condiciones mínimas a cumplirse para una disposición final ambientalmente limpia de los desechos que se produzcan en su manejo.

El seguimiento al cumplimiento de tales normas por parte de los centros de distribución o de servicios es responsabilidad de las compañías productoras o comercializadoras que suministran las grasas y aceites lubricantes, las que reportarán trimestralmente a la Dirección Nacional de Protección Ambiental el volumen de grasas y aceites lubricantes vendidos, así como también la identificación de los establecimientos o personas naturales o jurídicas a los que por incumplimiento de las normas de manejo y disposición se les haya retirado la distribución o suministro.

ART. 80.- Aditivos.– Las comercializadoras de derivados de petróleo informarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental de la composición química de aditivos que van a incorporar a los combustibles a comercializarse

ART. 81.- Responsabilidad de la comercializadora.– Las compañías productoras y/o comercializadoras y sus distribuidores, personas naturales o jurídicas relacionadas con estas actividades, en todas las fases deberán cumplir sus actividades observando las normas legales y reglamentarias de protección ambiental y convenios internacionales ratificados por el Ecuador. Para tal efecto y a fin de dar seguimiento al cumplimiento de sus obligaciones ambientales, en el marco contractual que establezcan con PETROECUADOR y con sus distribuidores y/o mayoristas deberán constar las respectivas cláusulas correspondientes a la protección ambiental, y las compañías productoras y/o comercializadoras serán responsables del seguimiento al cumplimiento de dichas obligaciones ambientales. Anualmente, las compañías comercializadoras y/o productoras presentarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe sobre el seguimiento ambiental a sus distribuidores y/o mayoristas y demás actividades realizadas en los aspectos de protección ambiental.

De todas maneras, las comercializadoras deberán precautelar cualquier afectación al medio ambiente. La inobservancia de estas disposiciones por parte de sus distribuidores, personas naturales o jurídicas relacionadas con estas actividades, serán de su exclusiva responsabilidad.

ART. 82.- Registros sobre grasas y aceites lubricantes.– Todo establecimiento, centros de distribución o estación de servicio que expende grasas, aceites, lubricantes y prestan servicios de lubricación como cambio de aceite de motor, lavado y engrasado de automotores deberá llevar un registro de sus proveedores, de las cantidades de grasas y aceites lubricantes que maneja y de la disposición final que hace de los desechos. Esta información la reportará trimestralmente a la Dirección Nacional de Protección Ambiental.

CAPÍTULO XI OBRAS CIVILES

ART. 83.- Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 84.- Estudios Ambientales.– Los sujetos de control, para la construcción de obras civiles, locaciones de pozos, centros de distribución, construcción y/o ampliación de refinerías, plantas de gas, terminales de almacenamiento, plantas envasadoras de gas, estaciones de servicio y demás instalaciones de la industria hidrocarburífera deberán presentar para el análisis, evaluación y aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, los Estudios Ambientales que deberán estar incluidos en la fase correspondiente.

ART. 85.- Normas operativas.– En la ejecución de obras civiles deberá cumplirse con las siguientes disposiciones:

a) Construcción de vías:

a.1) El desbroce para apertura de senderos será exclusivamente manual. El material proveniente del desbroce y limpieza del terreno será técnicamente procesado y reincorporado a la capa vegetal mediante tecnologías actuales disponibles en el país. La vegetación cortada en ningún caso será

depositada en drenajes naturales.

a.2) El ancho total del desbroce y desbosque será de máximo 20 metros; si amerita un desbroce mayor de 20 metros, se justificará técnicamente ante la Subsecretaría de Protección Ambiental.

a.3) Los árboles cortados correspondientes al dosel y subdosel, se colocarán en los bordes del trazado para utilización posterior. El material vegetal remanente será reincorporado a la capa vegetal.

Los Estudios Ambientales para el trazado de vías deberán identificar y contemplar la conservación de especies forestales de características o dimensiones excepcionales; o especies en peligro, endémicas o raras.

a.4) Excavación, corte y relleno.

a.4.1) El trazado de la vía deberá realizarse con pendientes que minimicen el impacto ambiental. Los taludes deberán ser tratados y revegetados de tal manera que se eviten los deslizamientos y la erosión.

a.4.2) El ancho de la obra básica no será mayor de 10 metros, incluyendo cunetas; el ancho de la calzada no será mayor de 5 metros. Cada 500 metros se tendrá un sobreaancho adicional de rodadura de máximo 5 metros para facilitar el cruce de los vehículos; en casos justificados por la topografía del terreno y seguridad de tráfico, los sobreaanchos podrán ubicarse a menor distancia.

a.4.3) El material utilizado para el refuerzo del área de rodadura podrá ser sintético; para la conformación y compactación de la sub-base se utilizará arena y grava. Adicionalmente, en las áreas de trabajo, se permitirá utilizar el material resultante del desbroce de la vía.

a.4.4) Para la construcción de estructuras menores como alcantarillas para cruces de agua y agua lluvia, cunetas laterales a lo largo de toda la vía, tratamiento de taludes, construcción de cunetas de coronación y conformación de terrazas en los taludes altos, se adoptarán las debidas medidas técnicas a fin de obtener un adecuado funcionamiento de la vía y precautelar las condiciones ambientales.

a.5) Durante la ejecución de obras civiles, incluyendo la construcción de puentes, se deberán minimizar los efectos de construcción sobre el ambiente, manteniendo la estabilidad y compactación adecuada de las vías a fin de evitar el deterioro de la calidad del aire por emisión de material particulado.

a.6) Se mantendrán puentes de dosel forestal cuando sea factible, así como estructuras que permitan la continuidad de corredores naturales.

a.7) Al realizar la remoción de la capa orgánica, ésta deberá ser almacenada, sin compactar, para usos posteriores en planes de revegetación.

a.8) Se deberá minimizar la remoción de la vegetación, preservando las áreas verdes donde no se modifique la topografía. La reposición de la vegetación deberá ser contemplada en el Plan de Reforestación con especies nativas del lugar.

a.9) Cuando una mina de arena o grava esté bajo control de la operadora, deberá formularse un plan de explotación, como parte del Plan de Manejo Ambiental.

a.10) El reconocimiento del trayecto se realizará sobre la base de la selección de la mejor alternativa técnica, económica y ambiental.

a.11) Para el mantenimiento de la capa de rodadura, se podrán utilizar subproductos de crudo, tratados de tal manera que sea una mezcla bituminosa estable y compatibles con la protección del medio ambiente, previa autorización de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Se prohíbe regar petróleo en la superficie de las carreteras y vías de acceso, para así evitar la contaminación.

b) Alcantarillas.

b.1) Se deberán colocar alcantarillas con dimensiones, resistencias, capacidades y pendientes apropiadas para evitar efectos adversos al ambiente.

- b.2) Periódicamente se deberá realizarse el mantenimiento a las alcantarillas, incluyendo limpieza de sedimentos y material vegetal, que pudiera causar represamientos.
- b.3) Controlar la erosión a la entrada y salida de las alcantarillas, mediante la construcción de estructuras apropiadas.
- b.4) Las alcantarillas deberán instalarse considerando el caudal, cauce y pendiente natural, a fin de disminuir la erosión y la incorporación de sedimentos a cuerpos de agua.

c) Cunetas:

- c.1) Las cunetas serán construidas con pendiente que facilite la circulación y evacuación del agua lluvia.
- c.2) Realizar periódicamente su limpieza y mantenimiento a fin de evitar su deterioro y controlar la libre circulación del agua lluvia.

d) Taludes:

- d.1) En las zonas donde los cortes son menores, los taludes se construirán con mayor pendiente, y, en cortes mayores con menor pendiente, utilizando sistemas de terrazas para evitar el deslizamiento del suelo y favorecer la revegetación posterior.
- d.2) Se deberán estabilizar los taludes a fin de minimizar la acción erosiva originada por el impacto del agua lluvia sobre el material. En caso de revegetación de taludes, el seguimiento a la revegetación será responsabilidad de la operadora.
- d.3) Cuando sea técnicamente recomendable, se deberá construir y dar mantenimiento a cunetas de coronación para recoger la escorrentía superficial y encauzarla hacia su disposición final y así evitar su circulación y evacuación por la superficie del talud.

e) Señalización.

Todas las vías deberán ser señalizadas con sujeción a las leyes de tránsito vigentes en el Ecuador y demás reglamentos adoptados por cada compañía.

f) Abandono.

Cuando finalice la necesidad del uso de vías en proyectos en ejecución dentro del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores así como manglares, se deberán retirar puentes en cruces de cuerpos de agua, e inhabilitar las vías, revegetando con especies nativas del lugar, mantener barreras de control por un período adicional de 2 años y fijar avisos de prohibición de usar la vía, de acuerdo con el Plan de Manejo Ambiental aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Si se presentaren situaciones especiales, deberá comunicarse el particular a la Subsecretaría de Protección Ambiental de conformidad con lo dispuesto en el literal d.1), numeral 1.2 del artículo 52 de este Reglamento.

g) Cruces fluviales importantes.

El sitio elegido para los cruces fluviales deberá evitar saladeros y tener en cuenta la morfología fluvial, cuidando el ángulo de cruce para evitar estrechamiento del cauce por la colocación de columnas o estribos dentro de la corriente.

h) Infraestructura de campamentos.

- h.1) El área máxima de deforestación, limpieza y movimiento de tierras deberá estar planificada en función del número de usuarios y servicios.
- h.2) En el caso de campamentos temporales, se procurará que sean portátiles y modulares, a fin de utilizar el espacio mínimo necesario; se utilizará la madera resultante del desbroce del área del campamento, material sintético y reutilizable. En zonas habitadas se utilizará en lo posible infraestructura existente.

i) Estaciones de servicio, plantas envasadoras de gas y otros centros de almacenamiento y

distribución de derivados de hidrocarburos:

- i.1) Durante la implantación de estaciones de servicio, plantas envasadoras de gas y otros centros de almacenamiento y distribución, se deberá contemplar obligatoriamente la construcción y/o instalación de canales perimetrales, trampas de grasas y aceites, sistemas cerrados de recirculación de agua y retención y demás infraestructura que minimice los riesgos y daños ambientales.
- i.2) Los tanques de combustible y su manejo deberán cumplir con lo establecido en los artículos 25, 72 y 76 de este Reglamento.

CAPÍTULO XII LÍMITES PERMISIBLES

ART. 86.- Parámetros.- Los sujetos de control y sus operadoras y afines en la ejecución de sus operaciones, para descargas líquidas, emisiones a la atmósfera y disposición de los desechos sólidos en el ambiente, cumplirán con los límites permisibles que constan en los Anexos No. 1, 2 y 3 de este Reglamento, los cuales constituyen el programa mínimo para el monitoreo ambiental interno y se reportarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental conforme la periodicidad establecida en el artículo 12 de este Reglamento.

En caso de exceder un límite permisible establecido en los anexos, se debe reportar inmediatamente a la Subsecretaría de Protección Ambiental y justificar las acciones correctivas tomadas.

- a) Anexo 1: Parámetros técnicos.
 - a.1) Tabla No. 1: Límites máximos permisibles de ruido.
 - a.2) Tabla No. 2: Distancias mínimas permitidas para puntos de disparo, explosivos o no explosivos.
- b) Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental.
 - b.1) Tabla No. 3: Valores máximos referenciales para emisiones a la atmósfera.
 - b.2) Tabla No. 4: Límites permisibles para aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.
 - 4.a) límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas);
 - 4.b) límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).
 - b.3) Tabla No. 5: Límites permisibles para descargas de aguas negras y grises.
 - b.4) Tabla No. 6: Límites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados en todas las fases de la industria hidrocarburífera, incluidas las estaciones de servicios.
 - b.5) Tabla No. 7: Límites permisibles de lixiviados para la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie.
 - b.6) Tabla No. 8: Clasificación de desechos procedentes de todas las fases de explotación, producción, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización de la industria hidrocarburífera.
- c) Anexo 3: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo y control ambiental profundizado.
 - c.1) Parámetros a determinarse en la caracterización de aguas superficiales en Estudios de Línea Base – Diagnóstico Ambiental.
 - c.2) Parámetros adicionales y límites permisibles para aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.
 - c.3) Parámetros recomendados y valores referenciales para aguas en piscinas remediadas destinadas al uso para piscicultura.

ART. 87.– Parámetros adicionales.– Para todos los demás parámetros que no se establecen en este Reglamento para el monitoreo ambiental permanente, se aplicarán los parámetros y límites permisibles que constan en las Tablas No. 9 y 10 del Anexo 3 de este Reglamento. Una caracterización físico-química completa de aguas, emisiones y suelos será obligatoria para:

- a) El Diagnóstico Ambiental – Línea Base de los Estudios Ambientales;
- b) Dentro del monitoreo ambiental interno cada seis meses, excepto para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y transporte de hidrocarburos, para las cuales se deberá realizar cada dos años; y
- c) En todos los casos en que uno o varios parámetros del monitoreo ambiental establecido en este Reglamento se encuentren fuera de los límites o rangos permitidos.

En estos casos, los resultados y las acciones correctivas adoptadas se reportarán inmediatamente a la Subsecretaría de Protección Ambiental, adicionalmente a los informes periódicos de los monitoreos.

La Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental podrá requerir muestreos y análisis de parámetros adicionales en cualquier momento que los estime necesarios en base del Control y Seguimiento Ambiental que efectúa a las operaciones hidrocarburíferas.

CAPÍTULO XIII VIGILANCIA Y MONITOREO AMBIENTAL

ART. 88.– Mecanismos de vigilancia y monitoreo ambiental.– Con la finalidad de vigilar que en el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas no se afecte al equilibrio ecológico y a la organización económica, social y cultural de las poblaciones, comunidades campesinas e indígenas asentadas en las zonas de influencia directa de tales actividades, la Subsecretaría de Protección Ambiental definirá y coordinará los mecanismos de participación ciudadana en la vigilancia y el monitoreo de las actividades hidrocarburíferas.

ART. 89.– Espacios para la comunidad en el control y seguimiento.– En el trabajo de campo de control y seguimiento ambiental a las operaciones hidrocarburíferas que efectúa la Dirección Nacional de Protección Ambiental, se preverán espacios de vigilancia ciudadana a través de delegados de la comunidad que aportarán con sus observaciones y recomendaciones en muestreos y reuniones, las cuales serán evaluados y considerados por la Dirección Nacional de Protección Ambiental para el desarrollo técnico del control y seguimiento.

CAPÍTULO XIV DE LAS SANCIONES Y DENUNCIAS

ART. 90.– Multas y otras sanciones.– Las infracciones a la Ley de Hidrocarburos o a los Reglamentos en que incurran en materia socio-ambiental, durante las actividades hidrocarburíferas: los sujetos de control, que el Subsecretario de Protección Ambiental someta a conocimiento y resolución del Director Nacional de Hidrocarburos, serán sancionadas por éste de conformidad con el artículo 77 de la Ley de Hidrocarburos, según la gravedad de la falta, además de la indemnización por los perjuicios o la reparación de los daños producidos.

Las subcontratistas, además de las sanciones a que hubiere lugar en aplicación de este Reglamento, podrán ser eliminadas del registro de calificación de empresas para provisión de obras y servicios.

Para que el Director Nacional de Hidrocarburos proceda a la aplicación de sanciones requerirá únicamente que el Subsecretario de Protección Ambiental remita la correspondiente disposición escrita, junto con una copia del expediente en que se fundamenta. El Director Nacional de Hidrocarburos deberá dictar la sanción en el término de sesenta días de recibida dicha documentación, mediante procedimiento de requerimiento previo.

De las sanciones impuestas por el Director Nacional de Hidrocarburos se podrá apelar ante el Ministro de Energía y Minas.

La Subsecretaría de Protección Ambiental podrá suspender la respectiva actividad temporalmente hasta que se repare la falta u omisión.

ART. 91.- Denuncias.– Se concede acción popular para denunciar ante la Subsecretaría de Protección Ambiental todo hecho que contravenga el presente Reglamento. Las denuncias presentadas a través del Ministerio del Ambiente se pondrán a conocimiento de la Subsecretaría de Protección Ambiental para su trámite consiguiente.

Presentada la denuncia y en base de la evaluación de los documentos que la sustentan, la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, de considerarlo necesario, dispondrá que la Dirección Nacional de Protección Ambiental de inmediato realice una inspección técnica del lugar en que se han producido los hechos denunciados o un examen especial, a fin de evaluar el impacto ambiental causado, y en el término de diez días a partir de dicha diligencia emitir el informe correspondiente debidamente fundamentado, cuya copia será remitido al denunciante.

El denunciado, en el término de quince días de notificado con la denuncia, presentará las pruebas de descargo ante la Subsecretaría de Protección Ambiental, y podrá iniciar las acciones legales a que hubiere lugar frente a denuncias no comprobadas e infundadas.

De considerar la Subsecretaría de Protección Ambiental la denuncia infundada ésta resolverá ordenar su archivo. En caso contrario, se procederá de acuerdo al artículo 90 de este Reglamento.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.– Convalidación ambiental de operaciones hidrocarburíferas.– Los sujetos de control, dentro de los trescientos sesenta días siguientes a la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, deberán presentar, si no lo hubieren hecho, los Estudios Ambientales para todas las fases de la actividad hidrocarburífera, en caso contrario, la Subsecretaría de Protección Ambiental procederá conforme el artículo 90 de este Reglamento.

En las planificaciones institucionales se contemplarán los presupuestos ambientales adecuados para todos los aspectos que se establecen en este Reglamento.

SEGUNDA.– Instalaciones en operación.– Los ductos e instalaciones para almacenamiento, así como los centros de distribución que se encuentren en operación sin contar con los Estudios y Planes Ambientales aprobados, dentro de los ciento ochenta días siguientes a la promulgación de este Reglamento deberán presentar el Plan de Manejo Ambiental respectivo sobre la base de un Diagnóstico Ambiental, de conformidad con lo dispuesto en los Capítulos IX y X de este Reglamento.

Concluido dicho plazo, la Dirección Nacional de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas pondrá en conocimiento de la Dirección Nacional de Hidrocarburos el particular para que proceda a la suspensión temporal de las instalaciones que no cuenten con el respectivo Plan de Manejo Ambiental aprobado.

TERCERA.– Laboratorios ambientales calificados.– Mientras no existan laboratorios ambientales calificados por la Subsecretaría de Protección Ambiental para el sector hidrocarburífero, los interesados podrán recurrir a los servicios de aquellos que mejor satisfagan sus requerimientos.

CUARTA.– Monitoreo ambiental interno.– Los sujetos de control deberán presentar, hasta dentro de noventa días después de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, a la Dirección Nacional de Protección Ambiental de la Subsecretaría de Protección Ambiental la identificación de los puntos del monitoreo ambiental interno de emisiones a la atmósfera y descargas líquidas para todos sus proyectos e instalaciones en operación, conforme el artículo 12 y los Formatos No. 1 y 2 del Anexo 4 de este Reglamento, así como los programas y proyectos de monitoreo y/o remediación de suelos y piscinas, conforme el artículo 16 de este Reglamento, para su aprobación.

QUINTA.– Información cartográfica en formatos electrónicos.– El formato requerido y compatible con los archivos de la Subsecretaría de Protección Ambiental serán archivos con extensión *.apr. Únicamente para Estaciones de Servicio en áreas urbanas se pueden presentar archivos con extensión *.dgn o *.dgnw.

PETROECUADOR, sus filiales y contratistas o asociados deberán presentar, a pedido expreso de la Subsecretaría de Protección Ambiental, la información cartográfica disponible en formatos electrónicos de los últimos tres años anteriores a la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial.

SEXTA. – Metodología para Estudios Ambientales.– Después de un plazo de 90 días a partir de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, todos los Estudios Ambientales deberán presentarse a la Subsecretaría de Protección Ambiental conforme a los requisitos y la metodología establecidos en el mismo.

Los Estudios Ambientales en proceso de realización a la fecha de publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial se podrán presentar en la modalidad metodológica establecida en el Decreto Ejecutivo No. 2982, publicada en el Registro Oficial No. 766 del 24 de Agosto de 1995.

SEPTIMA. – Límites permisibles para emisiones a la atmósfera.– En base de los datos de monitoreo de emisiones atmosféricas sistematizados y evaluados por la Dirección Nacional de Protección Ambiental, se revisarán los valores máximos referenciales establecidos en este Reglamento y se fijarán los límites permisibles correspondientes, de acuerdo a los diferentes tipos de fuentes de emisión, hasta dentro de dos años a partir de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial.

OCTAVA. – Monitoreo de Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos y Compuestos Orgánicos Volátiles.– Los monitoreos de los parámetros Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAPs) y Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) en emisiones a la atmósfera se deberán iniciar hasta dentro de 12 meses a partir de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, conforme a la frecuencia establecida para el monitoreo de emisiones a la atmósfera.

DISPOSICIONES FINALES

Primera.– Expresamente el presente decreto deroga el Decreto Ejecutivo No. 675 del 15 de Abril de 1993, publicado en el Registro Oficial No. 174 del 22 de los mismos mes y año, el Decreto Ejecutivo No. 2982 publicado en el Registro Oficial No. 766 del 24 de Agosto de 1995, y el Acuerdo Ministerial No. 195 publicado en el Registro Oficial No. 451 del 31 de Mayo de 1994.

Segunda.– De la ejecución del presente decreto que entrará en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial, encárguese al señor Ministro de Energía y Minas.

Dado en el Palacio Nacional, en Quito, a 2 de febrero del 2001.

f.) Gustavo Noboa Bejarano, Presidente Constitucional de la República.

f.) Ing. Pablo Terán Ribadeneira, Ministro de Energía y Minas.

Es fiel copia del original.- Lo certifico:

f.) Marcelo Santos Vera, Secretario General de la Administración Pública.

(Registro Oficial No. 265 / 13 de Febrero de 2001)

Anexo 1: Parámetros técnicos

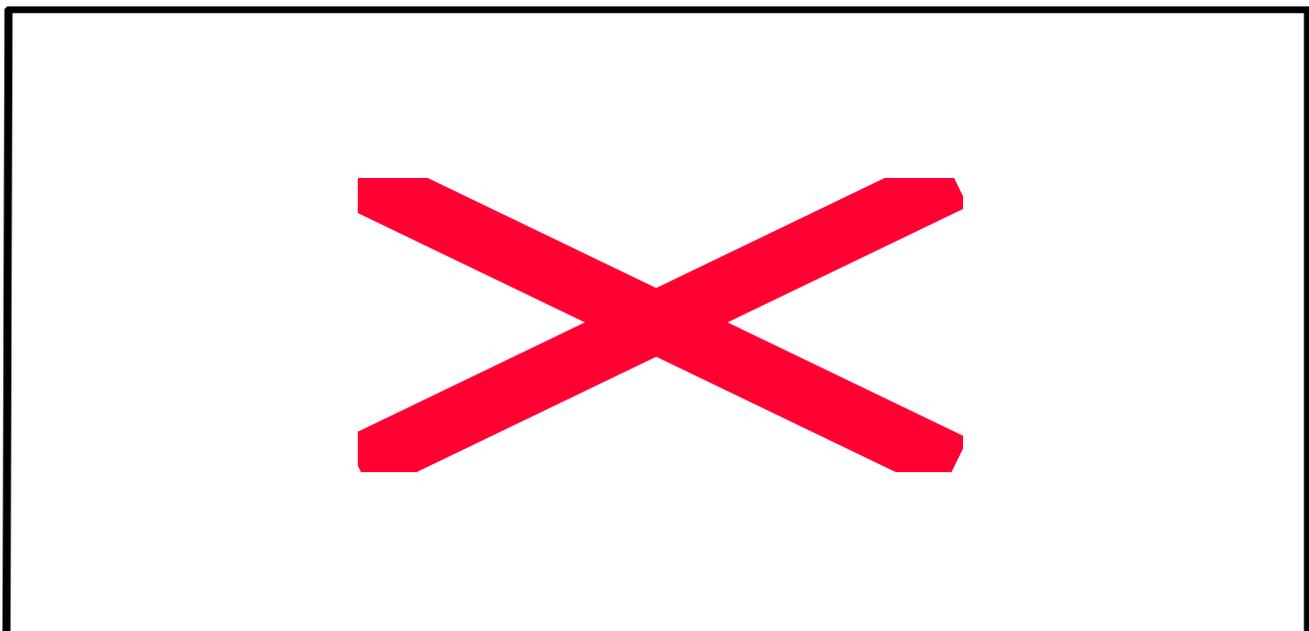
Tabla 1: Límites máximos permisibles de ruido.

Duración diaria por horas	Nivel de ruido (dBA)
16	80
8	85
4	90
2	95
1	100
1/2	105
1/4	110
1/8	115

Tabla 2: Distancias mínimas permitidas para puntos de disparo, explosivos o no explosivos.

	No explosivo	Explosivos	
	Distancia en metros (m)	Carga	Distancia en metros (m)
1. Carreteras o acueductos enterrados	5	Todas	10
2. Mojoneros o líneas de comunicación enterradas	1	Todas	1
3. Oleoductos, gasoductos, pozos de agua, residencia, viviendas y estructuras de concreto	15	<2 kg	30
		2 – 4 kg	45
		4 – 6 kg	50
		6 – 8 kg	75
		8 – 10 kg	100
		10 – 20 kg	150
20 – 40 kg	180		

Gráfico 4: Formato para la presentación gráfica de toda la cartografía puesta a consideración de la Subsecretaría de Protección Ambiental.



Información requerida:

Signos convencionales: Todos los signos convencionales utilizados en el mapa en forma estándar con su respectiva simbología.

Nombre del mapa: Se refiere al tema con el cual se está desarrollando la información.

Fecha de ejecución: La fecha en la cual se ha realizado el tema o su actualización.

Escala: Referencia de la escala con la cual se ha realizado el proyecto.

Leyenda temática: Se debe incluir toda la leyenda con los aspectos que hacen referencia al tema tratado y la simbología utilizada.

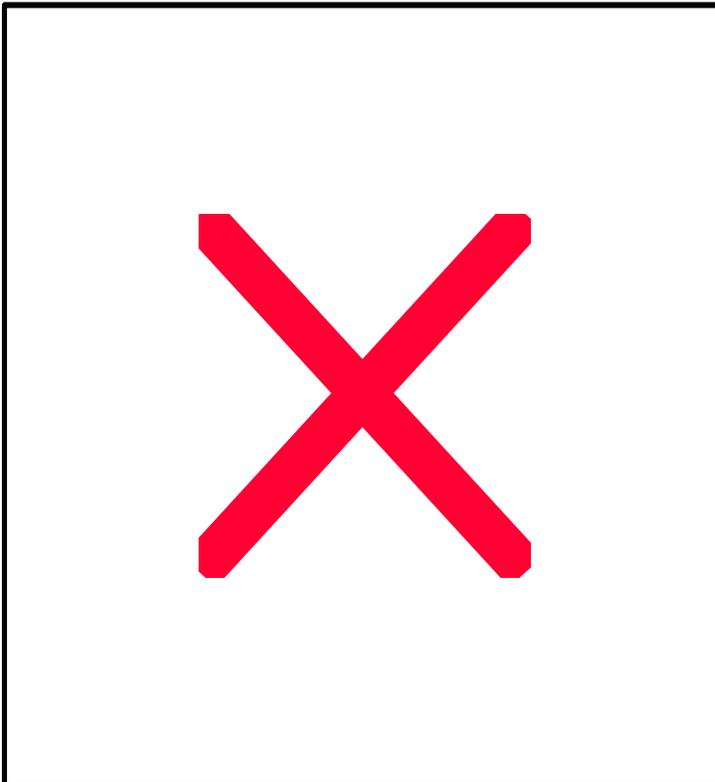
Ubicación en el mapa del Ecuador: Representación gráfica del mapa del Ecuador y la localización gráfica del sitio analizado en dicho contexto.

Compañía o comercializadora: Nombre de la compañía petrolera o nombre de la comercializadora a la cual pertenece el proyecto.

Observaciones: Espacio destinado a llenar todos los datos técnicos que hacen referencia al proyecto como son:

- Ministerio de Energía y Minas.
- Dirección Nacional de Protección Ambiental.
- Ubicación (provincia, cantón, parroquia, etc).
- Elaborado por. (Nombre del autor del proyecto)
- Sobre la base de: (formato satelital o cartografía de IGM)
- Referencia y fuentes de información.
- Denominación del archivo digital

Gráfico 5: Construcción de helipuertos en Patrimonio Nacional de Areas Naturales.



Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental

Tabla 3: Valores máximos referenciales para emisiones a la atmósfera.

Parámetros y valores máximos referenciales que se deberán monitorear y controlar en los puntos de emisión. Estos valores representan un marco referencial para la fijación posterior de límites permisibles, por lo tanto se deberán considerar valores recomendados.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

- Semanalmente en refinerías (emisión total de la instalación);
- Mínimo trimestralmente en mecheros, calderos, generadores y otras fuentes de emisión, excepto aquellos referidos en el siguiente punto;
- Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos.

Los puntos de muestreo se ubicarán en el punto de emisión (puertos de muestreo en chimeneas o en la salida del respectivo ducto). Se realizarán por lo menos dos lecturas a un intervalo de dos horas para la determinación de cada parámetro. Adicionalmente a los parámetros especificados en la tabla se reportarán los valores de oxígeno (% O₂) y temperatura para cada medición.

Parámetro	Expresado en	Unidad ¹⁾	Valor máximo referencial	
			hasta 31.12.2002	a partir 1.1.2003
Material particulado	MP	mg/m ³	200	100
Oxidos de azufre	SO ₂	mg/m ³	2,000	1,000
Oxidos de nitrógeno (NO _x)	NO ₂	mg/m ³	500	460
Oxidos de carbono	CO	mg/m ³	350	180
Compuestos orgánicos volátiles (COV)	C	mg/m ³	70	35
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/m ³	0.01	0.01

¹⁾ Miligramos por metro cúbico seco de gas de salida a 25°C y 101.3 kpa (presión atmosférica) y 11% de oxígeno.

Tabla 4: Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento de tanques y vehículos.

4.a) límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).

4.b) límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).

Tienen que cumplirse los límites establecidos en los dos puntos; quiere decir que si el efluente cumple con los límites establecidos pero en el punto de control se sobrepasan los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en el punto de control (inmisión).

Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

- Diario en refinerías y para descargas de perforación durante todo el periodo de perforación;
- Mínimo una vez al mes en todas las demás instalaciones hidrocarburíferas que generan descargas líquidas y en todas las fases de operación, excepto aquellos referidos en el siguiente punto;
- Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos que generen descargas líquidas.

a) EFLUENTE (punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹⁾	Promedio anual ²⁾	Destino de descarga
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8	Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos) ³⁾	NH ₄ -N	mg/l	<20	<15	Todos
Fenoles ³⁾		mg/l	<0.15	<0.10	Todos

¹⁾ En cualquier momento

²⁾ Promedio de las determinaciones realizadas en un año conforme a la frecuencia de monitoreo establecida en el artículo 11 de este Reglamento

³⁾ Parámetro exigido únicamente para refinerías dentro del programa de monitoreo ambiental interno rutinario

b) INMISION (punto de control en el cuerpo receptor)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹⁾	Promedio anual ²⁾	Aplicación
Temperatura ⁴⁾		°C	+3°C		General
Potencial hidrógeno ⁵⁾	pH	---	6.0<pH<8.0	6.0<pH<8.0	General
Conductividad eléctrica ⁶⁾	CE	μS/cm	<170	<120	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<0.5	<0.3	General
Demanda química de oxígeno ⁷⁾	DQO	mg/l	<30	<20	General
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.0003	<0.0002	General

¹⁾ En cualquier momento

²⁾ Promedio de las determinaciones realizadas en un año conforme a la frecuencia de monitoreo establecida en el artículo 11 de este Reglamento.

⁴⁾ A una distancia o en un radio de 300 metros, comparado con un punto representativo en el cuerpo receptor aguas arriba a la entrada del efluente.

⁵⁾ De presentar el cuerpo receptor un pH natural menor a los límites establecidos, se pueden disminuir los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

⁶⁾ De presentar el cuerpo receptor una conductividad eléctrica natural superior a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

⁷⁾ De presentar el cuerpo receptor una DQO natural superior a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

Tabla 5: Límites permisibles para descargas de aguas negras y grises.

La periodicidad de los muestreos y análisis será por lo menos semanal, excepto para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos, para las cuales se deberá realizar semestralmente.

Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<80
Coliformes fecales	Colonias	Col/100 ml	<1000
Cloro residual	C ₂	mg/l	<2.0

En el caso de que no se llegase a cumplir con los parámetros establecidos, el tratamiento de:

- aguas lluvias,
- aguas industriales
- aguas grises y negras

deberá realizarse por separado, salvo para los casos establecidos en el artículo 29, literal e, de este Reglamento.

Tabla 6: Límites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados en todas las fases de la industria hidrocarbúrfera, incluidas las estaciones de servicios.

Los límites permisibles a aplicarse en un proyecto determinado dependen del uso posterior a darse al suelo remediado, el cual constará en el respectivo Programa o Proyecto de Remediación aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental.

De presentar los suelos naturales (no contaminados) del área concentraciones superiores a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores del respectivo parámetro hasta este nivel, siempre que se haya comprobado este fenómeno estadísticamente a través de un monitoreo de suelos no perturbados ni influenciados en el mismo área.

El monitoreo consistirá de una caracterización inicial del sitio y/o material a remediarse, un monitoreo de por lo menos un muestreo con los respectivos análisis cada seis meses, y una caracterización final una vez concluidos los trabajos. Dependiendo de la tecnología de remediación aplicada, la frecuencia del monitoreo será mayor, conforme al Programa o Proyecto de Remediación aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental:

Parámetro	Expresado en	Unidad ¹⁾	Uso agrícola ²⁾	Uso industrial ³⁾	Ecosistemas sensibles ⁴⁾
Hidrocarburos totales	TPH	mg/kg	<2500	<4000	<1000
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/kg	<2	<5	<1
Cadmio	Cd	mg/kg	<2	<10	<1
Níquel	Ni	mg/kg	<50	<100	<40
Plomo	Pb	mg/kg	<100	<500	<80

1) Expresado en base de sustancia seca (gravimétrico; 105°C, 24 horas).

2) Valores límites permisibles enfocados en la protección de suelos y cultivos.

3) Valores límites permisibles para sitios de uso industrial (construcciones, etc.).

4) Valores límites permisibles para la protección de ecosistemas sensibles tales como Patrimonio Nacional de Areas Naturales y otros identificados en el correspondiente Estudio Ambiental.

Tabla 7: Límites permisibles de lixiviados para la disposición final de lodos y rípios de perforación en superficie.

Los lodos y rípios de perforación, para su disposición final en superficie tienen que cumplir con los parámetros y límites permisibles indicadas en la tabla, dependiendo de si el sitio de disposición final cuenta con una impermeabilización de la base o no. El muestreo se realizará de tal manera que se obtengan muestras compuestas representativas en función del volumen total dispuesto en el respectivo sitio.

Los lodos de decantación procedentes del tratamiento de los fluidos de perforación se incluirán en el tratamiento y la disposición de los lodos y rípios de perforación. Además del análisis inicial para la disposición final, se requiere un seguimiento a través de muestreos y análisis periódicos:

1. a los siete días de la disposición de los lodos y rípios tratados;
2. a los tres meses de la disposición;
3. a los seis meses de la disposición.

a) SIN impermeabilización de la base			
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	6<pH<9
Conductividad eléctrica	CE	µS/cm	4,000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<1
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.003
Cadmio	Cd	mg/l	<0.05
Cromo total	Cr	mg/l	<1.0
Vanadio	V	mg/l	<0.2
Bario	Ba	mg/l	<5
b) CON impermeabilización de la base			
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	4<pH<12
Conductividad eléctrica	CE	µS/cm	8,000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<50
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.005
Cadmio	Cd	mg/l	<0.5
Cromo total	Cr	mg/l	<10.0
Vanadio	V	mg/l	<2
Bario	Ba	mg/l	<10

Tabla 8: Clasificación de desechos procedentes de todas las fases y operaciones hidrocarburíferas, y recomendaciones de reducción, tratamiento y disposición.

A) Desechos caracterizados como peligrosos

(conforme a la clasificación de desechos peligrosos del Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación; vigente desde 1992):

Código	Tipo de desecho	Reducción, tratamiento y disposición
A0010	Desechos de detectores de radiactividad	
A0046	Desechos sanitarios con características infecciosas	
A1010	Desechos metálicos o que contengan metales tales como antimonio, arsénico, berilio, cadmio, plomo, mercurio, selenio, telurio y/o talio	Incluye, entre otros, cenizas de incineradores → inertización/solidificación; disposición controlada
A1040	Desechos que tengan como constituyentes carbonilos de metal y/o cromo hexavalente	
A2030	Desechos de catalizadores	Regeneración y reutilización en cuanto sea posible
A3010	Desechos resultantes de la producción o el tratamiento de coque de petróleo y asfalto	
A3020	Aceites minerales de desecho no aptos para el uso al que estaban destinados	Recuperación, tratamiento, reutilización adecuada
A3021	Desechos de filtros de aceite, filtros hidráulicos, etc.	
A3070	Desechos de fenoles, compuestos fenólicos, incluido el clorofenol en forma de líquido o de lodo	
A3140	Desechos de disolventes orgánicos no halogenados	
A3150	Desechos de disolventes orgánicos halogenados	
A3190	Desechos de residuos alquitranados (con exclusión de los cementos asfálticos) resultantes de la refinación, destilación o cualquier otro tratamiento pirolítico de materiales orgánicos	
A4020	Desechos clínicos y afines	
A4030	Desechos resultantes de la producción, la preparación y la utilización de biocidas y productos fitofarmacéuticos, con inclusión de desechos de plaguicidas y herbicidas que no respondan a las especificaciones, caducados o no aptos para el uso previsto originalmente	
A4060	Desechos de mezclas y emulsiones de aceite y agua o de hidrocarburos y agua	
A4070	Desechos resultantes de la producción, preparación y utilización de tintas, colorantes, pigmentos, pinturas, lacas o barnices	
A4080	Desechos de carácter explosivo	
A4091	Desechos de soluciones ácidas con pH<2	
A4092	Desechos de soluciones básicas con pH>11.5	
A4100	Desechos resultantes de la utilización de dispositivos de control de la contaminación industrial para la depuración de gases	
A4120	Desechos que contiene, consisten o están contaminados con peróxidos	
A4130	Envases y contenedores de desechos que contienen sustancias o materiales incluidos en esta lista	
A4140	Desechos consistentes o que contienen productos químicos que no responden a las especificaciones o caducados correspondientes a las categorías de esta lista	
A4150	Sustancias químicas de desechos, no identificadas o nuevas, resultantes de la investigación, cuyos efectos en el ser humano o el medio ambiente no se conozcan	
A4160	Carbono activado consumido, excepto el resultante del tratamiento del agua potable	

B) Desechos no caracterizados como peligrosos:

(sujetos a control conforme a este Reglamento)

Código	Tipo de desecho	Reducción, tratamiento y disposición
B0045	Desechos domésticos inorgánicos	Clasificación; disposición controlada.
B0046	Desechos domésticos orgánicos	Clasificación; compostaje.
B2011	Ripios	Disposición controlada.
B2020	Desechos de vidrio	Clasificación; reciclaje.
B2041	Agua de formación	Reinyección.
B2042	Sedimentos de perforación y fondos contaminados del almacenamiento o depósito de desperdicios no peligrosos	Disposición controlada de sólidos.
B3001	Tierra con hidrocarburos	Prevención de derrames; Biorremediación, landfarming
B3002	Lodos y arena contaminados con hidrocarburos	Biorremediación, landfarming
B3003	Hidrocarburos recuperados en el flujo de producción y/o tratamiento de efluentes	Reincorporación al proceso de producción
B3004	Desechos de petróleo crudo	Reincorporación al proceso de producción
B3005	Gases retirados del flujo de producción tales como: sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, y otros hidrocarburos volatilizados	Recuperación y tratamiento dentro de los procesos de producción.
B3006	Fluidos y lodos de perforación	Priorización de lodos de perforación en base de agua; reciclaje de lodos; tratamiento de sedimentación y decantación; reinyección de líquidos; disposición controlada de sólidos.
B3010	Desechos de plástico	Clasificación; reciclaje.
B3020	Desechos de papel, cartón y productos de papel	Clasificación; reciclaje.
B3030	Desechos textiles	Clasificación; reciclaje.
B3150	Otros desechos inorgánicos industriales no clasificados como peligrosos → especificar	Clasificación; disposición controlada.

Anexo 3: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo y control ambiental profundizado

Tabla 9: Parámetros a determinarse en la caracterización de aguas superficiales en Estudios de Línea Base – Diagnóstico Ambiental.

Parámetro	Expresado en	Unidad
Temperatura	°C	---
Potencial hidrógeno	pH	---
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm
Coliformes fecales	Colonias	Col/100 ml
Oxígeno disuelto	OD	mg/l
Demanda bioquímica de oxígeno	DBO ₅	mg/l
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l
Amonio	NH ₄	mg/l
Bario	Ba	mg/l
Cadmio	Cd	mg/l
Cromo (total)	Cr	mg/l
Níquel	Ni	mg/l
Plomo	Pb	mg/l
Vanadio	V	mg/l
Sustancias tensoactivas (azúl de metileno)	MBAS	mg/l
Fenoles	---	mg/l
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l

Tabla 10: Parámetros adicionales y límites permisibles para aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Cloruros	Cl ⁻	mg/l	<2,500
Sulfatos	SO ₄ ²⁻	mg/l	<1,200
Fluoruros	F ⁻	mg/l	<5.0
Cadmio	Cd	mg/l	<0.1
Mercurio	Hg	mg/l	<0.01
Níquel	Ni	mg/l	<2.0
Selenio	Se	mg/l	<0.5
Cianuros libres	CN ⁻	mg/l	<0.05
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	mg/l	<0.0002
Demanda bioquímica de oxígeno	DBO ₅	mg/l	<40
Fenoles		mg/l	<0.15

Tabla 11: Parámetros recomendados y valores referenciales para aguas en piscinas remediadas destinadas al uso para piscicultura.

Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor máximo referencial
Potencial hidrógeno	Ph	---	6.5<pH<8.5
Amonio	NH ₄ ⁺ -N	mg/l	<1.0
Demanda bioquímica de oxígeno	DBO ₅	mg/l	<6.0
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<20
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<3.0

Anexo 4: Formatos para el control y monitoreo ambiental

Para el control ambiental se exigirá a las empresas la presentación de reportes sobre su automonitoreo. En los reportes se tienen que presentar los siguientes datos:

Formato 1: Identificación de efluentes (puntos de descarga al ambiente) y puntos de control (cuerpo receptor, inmisión) para el monitoreo ambiental interno.

Nombre de la empresa:	
Bloque No.	
A) Punto de descarga (efluente):	
Coordenadas (UTM):	
Coordenadas geográficas:	
Descripción: Tipo de descarga: Caudal promedio: Tratamiento previo a la descarga: Otras características:	
B) Punto de control (inmisión):	
Distancia del punto de descarga:	
Descripción: Caudal promedio: Condiciones meteorológicas: Otras características:	

Para cada punto de descarga (A) hay que establecer el respectivo punto de control en el cuerpo receptor (B) a una distancia de aproximadamente 300 metros aguas abajo o aquella distancia, establecida a través de los estudios técnicos pertinentes, a la cual se haya logrado una adecuada mezcla entre el caudal del efluente y del cuerpo receptor.

Formato 2: Identificación de instalaciones sujetas a monitoreo de emisiones a la atmósfera.

Nombre de la empresa:	
Bloque No.	
Punto de emisión:	
Coordenadas (UTM)	
Coordenadas geográficas::	
Descripción ¹⁾: Tipo de instalación (fuente de emisión): Tipo de combustible usado: Consumo de combustible: Capacidad de la fuente: Tiempo de funcionamiento de la fuente: Materiales a incinerar: Altura de la fuente de emisión: Volumen promedio de emisión: Dirección principal del viento: Velocidad promedio del viento:	

¹⁾ Para mecheros hay que indicar las dimensiones de cada mechero (ancho, altura, tipo de mechero, detalles técnicos, periodicidad de funcionamiento).

Formato 3: Informe sobre el monitoreo ambiental interno de descargas líquidas (A) y puntos de control en el cuerpo receptor (B).

Nombre de la empresa											
Periodo / año											
Nombre del laboratorio											
Punto de muestreo ¹⁾ / fecha / código muestra	pH	CE ($\mu\text{S/cm}$)	TPH (mg/l)	DQO (mg/l)	ST²⁾ (mg/l)	Ba²⁾ (mg/l)	Cr²⁾ (mg/l)	Pb²⁾ (mg/l)	V²⁾ (mg/l)	HAP³⁾ (mg/l)	
A)											X
B)					X	X	X	X	X		
Etc. (para todos los puntos)											

¹⁾ Código asignado por la DINAPA para los puntos de monitoreo aprobados

- 2) El análisis de este parámetro se exige únicamente para el efluente (descarga), no es obligatorio para el cuerpo receptor.
 3) El análisis de este parámetro se exige únicamente para el cuerpo receptor, no es obligatorio para el efluente (descarga).

Formato 4: Informe a la DINAPA sobre el monitoreo ambiental interno de emisiones a la atmósfera.

Nombre de la empresa							
Periodo / año							
Nombre del laboratorio							
Punto de muestreo ¹⁾ / código muestra	Fecha	MP	SO ₂ (mg/m ³)	NO _x (mg/m ³)	CO (mg/m ³)	COV (mg/m ³)	HAP (mg/m ³)
Etc. (para todos los puntos)							

¹⁾ Código asignado por la DINAPA para los puntos de monitoreo aprobados

Formato 5: Informe Ambiental Anual.

- 1 Datos generales de la empresa operadora
- 2 Actividades realizadas en base del Plan de Manejo Ambiental
 - 2.2 Plan de prevención y mitigación de impactos
 - 2.2.1 Programas de mantenimiento en resumen para equipos e instalaciones principales

Ubicación	Equipo, instalación	Preventivo	Correctivo

- 2.3 Plan de contingencias
 - 2.3.1 Registro y evaluación de entrenamientos y simulacros del Plan de Contingencias

Fecha	Lugar	Participantes	Evaluación y correctivos

- 2.4 Plan de capacitación
- 2.5 Plan de salud ocupacional y seguridad industrial
- 2.6 Plan de manejo de desechos
 - 2.6.1 Emisiones atmosféricas

Punto / código	Días al año	Volumen promedio	MP (mg/m ³)	SO ₂ (mg/m ³)	NO _x (mg/m ³)	CO (mg/m ³)	COV (mg/m ³)	HAP (mg/m ³)

2.6.2 Descargas líquidas (incl. cuerpo receptor)

Punto / código	Caudal promedio	pH	CE (µS/cm)	TPH (mg/l)	DQO (mg/l)	ST (mg/l)	Ba (mg/l)	Cr (mg/l)	Pb (mg/l)	V (mg/l)	HAP (mg/l)
A)											X
B)						X	X	X	X	X	

- A) Punto de descarga (efluente)
 B) Punto de control en el cuerpo receptor (inmisión) correspondiente al punto de descarga.
 X... Parámetros no exigidos por este Reglamento para el monitoreo rutinario permanente

2.6.3 Lodos y ripsos de perforación

Punto / código	Tratamiento	Volumen dispuesto	Base impermeable	TPH (mg/l)	HAP (mg/l)	Ba (mg/l)	Cd (mg/l)	Cr (mg/l)	V (mg/l)

2.6.4 Clasificación, generación, tratamiento y disposición de desechos

Código	Clase de desecho	Cantidad	Tratamiento	Disposición

2.7 Plan de relaciones comunitarias

2.8 Plan de rehabilitación de áreas afectadas

2.8.1 Descripción y evaluación general (inclusive cronograma de trabajos realizados)

2.8.2 Resultados obtenidos del monitoreo físico-químico de la remediación

Punto / código	Tratamiento	Volumen tratado	Uso posterior	Etapa	TPH (mg/l)	HAP (mg/l)	Cd (mg/l)	Ni (mg/l)	Pb (mg/l)
				Inicio					
				Final					

2.8.3 Otros análisis físico-químicos efectuados (suelo, agua, etc.)

2.9 Plan de abandono y entrega del área

Anexo 5: Métodos analíticos

AGUAS		
Parámetro	Método	Referencias ^{#)}
Muestreo	Recolección y preservación de muestras	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 1060; DIN 38402 (serie A11 – A22)
Temperatura	Determinación directa con termómetro de mercurio o alcohol; graduación de 0.1°C. Alternativa: determinación con sensor de temperatura.	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 2550 B
Potencial hidrógeno	Determinación potenciométrica con electrodo calibrado en dos puntos.	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 4500-H B
Conductividad eléctrica	Determinación con electrodo calibrado en dos puntos.	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 2510
Hidrocarburos totales (TPH) ⁹⁾	Extracción con cloruro de metileno, cromatografía de gases y determinación FID (GC/FID). Alternativa: Extracción con freón, remoción de sustancias polares en el extracto y determinación por espectroscopía infrarrojo.	Publication No. ECY 97-602 (Washington, Junio de 1997) EPA 418.1; 1664 (SGT-HEM) ASTM D3921-96; DIN 38409-H18
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	Extracción con cloruro de metileno, separación por cromatografía: GC o HPLC y determinación por UV o FID, respectivamente. Determinación de la suma de seis HAPs: fluoroanteno, benzo(b)fluoroanteno, benzo(k)fluoroanteno, benzo(a)pireno, benzo(ghi)perileno, indeno(1,2,3-cd)pireno. Expresión de resultados en base de carbono (C) – factor convencional de conversión: 0.95	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 6440 B DIN 38407-F8
Demanda química de oxígeno	Digestión ácido-caliente de la muestra con dicromato y ácido sulfúrico en presencia de un catalizador y sulfato de mercurio para eliminar interferencias de cloruros y determinación del exceso de dicromato por titulación.	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 5220
Sólidos totales	Secado de la muestra a 105°C hasta peso constante y determinación gravimétrica.	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 2540 B
Bario	Filtración y acidificación de la muestra, determinación directa por espectroscopía de absorción atómica (AAS).	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 3030 B, 3111 B, D
Cromo (total)		
Plomo		
Vanadio		
Coliformes fecales	Filtración por membrana e incubación en 44.5°C. Alternativa: Número más probable.	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 9222, 9221

⁸⁾ No se admite el parámetro de "aceites y grasas" (EPA 418.1; EPA 1664 HEM).

Cloro residual	Determinación de cloro residual total con DPD por titulación o por colorimetría.	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 4500-Cl F, G
Nitrógeno global	Destilación de la muestra y determinación de amonio (NH ₄) por titulación, fotometría o electrodo ionosensitivo	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 4500-NH ₃ ; DIN 38406-E5
Fenoles	Destilación, extracción con cloroformo y determinación fotométrica	APHA/AWWA/WEF Standard Methods No. 5530

SUELOS

Parámetro	Método	Referencias ^{#)}
Muestreo	Muestra compuesta y representativa (mínimo 15-20 submuestras por hectárea o equivalente, homogeneización)	
Hidrocarburos totales (TPH) ⁹⁾	Extracción con cloruro de metileno, cromatografía de gases y determinación FID (GC/FID). Alternativa: Extracción con freón, remoción de sustancias polares en el extracto y determinación por espectroscopía infrarrojo.	Publication No. ECY 97-602 (Washington, Junio de 1997) EPA 413.1; 1664 (SGT-HEM) ASTM D3921-96;
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	Extracción; determinación por cromatografía de gases (GC) o HPLC.	EPA SW-846 Métodos 8100 o 8310
Cadmio	Digestión ácida de la muestra y determinación directa por espectroscopía de absorción atómica.	EPA SW-846 Métodos 3050B, 7130, 7520, 7420
Níquel		
Plomo		

LIXIVIADOS

Parámetro	Método	Referencias ^{#)}
TCLP	Extracción bajo condiciones estándares; determinación según parámetro a analizarse.	EPA SW-846 Método 1311

EMISIONES A LA ATMÓSFERA

Parámetro	Método	Referencias ^{#)}
Materia particulada	Determinación gravimétrica de depósitos atmosféricos.	ISO/DP 10473
Oxidos de azufre	Diferentes métodos electroquímicos y colorimétricos.	Se pueden utilizar tests y kits comerciales, siempre que estén basados en métodos estandarizados y aceptados.
Oxidos de nitrógeno (NO _x)		
Oxidos de carbono		
Compuestos orgánicos volátiles		
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)		

^{#)} Se aplicarán los métodos de referencia citados en la tabla o equivalentes, estandarizados y publicados por otras agencias o entidades ambientales.

⁹⁾ No se admite el parámetro de "aceites y grasas" (EPA 413.1; EPA 1664 HEM).

Anexo 6: Glosario

Abandonar: Acción de dejar una instalación o un pozo, por razones técnicas o cuando no existen hidrocarburos; así también cuando ha finalizado la explotación de petróleo o gas, o no es rentable su explotación.

Abandono Temporal: Acción de taponar un pozo productivo de petróleo o gas cuando se declara la no comercialidad del campo o no se dispone de la infraestructura necesaria para incorporarlo a la fase de explotación.

Acuífero: Suelo o terreno con agua o bien capa subterránea de roca permeable, arena o gravilla que contiene o a través de la cual fluye agua. Se refiere a aguas subterráneas.

Aerobio: Aplícase al ser vivo que subsiste con oxígeno libre.

Agua de formación: Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas en los yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

Aguas negras y grises: Residuo de agua, de composición variada, proveniente de un proceso de actividad doméstica, en el cual su composición original ha sufrido una degradación. Las aguas negras provienen de los baños, las aguas grises de cocina y lavandería.

Aguas residuales: Aguas resultantes de actividades industriales que se vierten como efluentes.

Agua subterránea: Agua del subsuelo, especialmente la parte que se encuentra en la zona de saturación, es decir por debajo del nivel freático.

Agua superficial: Masa de agua sobre la superficie de la tierra, conforma ríos, lagos, lagunas, pantanos y otros similares, sean naturales o artificiales.

Ambiente: Conjunto de elementos bióticos y abióticos, y fenómenos físicos, químicos y biológicos que condicionan la vida, el crecimiento y la actividad de los organismos vivos. Generalmente se le llama medio ambiente.

Anaerobio: Microorganismo capaz de vivir sin presencia de oxígeno libre, el cual obtiene a partir de la descomposición de diversos compuestos orgánicos.

API: American Petroleum Institute – la gravedad específica del petróleo se determina sobre la base de los estándares del API:

Crudo	°API
Extra pesado	<10
Pesado	10 – 20
Medio	20 – 35
Liviano	35 – 45

Area de influencia: Comprende el ámbito espacial en donde se manifiestan los posibles impactos ambientales y socioculturales ocasionados por las actividades hidrocarburíferas.

Area de influencia directa: Comprende el ámbito espacial en donde se manifiesta de manera evidente, durante la realización de los trabajos, los impactos socio-ambientales.

Area (natural) protegida: Area de propiedad pública o privada, de relevancia ecológica, social, histórica, cultural y escénica, establecidas en el país de acuerdo con la Ley, con el fin de impedir su destrucción y procurar el estudio y conservación de especies de plantas o animales, paisajes naturales y ecosistemas.

Area útil: Superficie ocupada por plataforma, helipuerto y campamento.

Arenisca: Roca sedimentaria formada por granos de arena cementados.

Auditoría ambiental: Análisis, apreciación y verificación de la situación ambiental y del impacto de una empresa o proyecto determinado sobre el medio ambiente y el manejo sustentable de los recursos naturales, verificando, además, el cumplimiento de las leyes y regulaciones ambientales ecuatorianas, y del Plan de Manejo Ambiental.

Biodegradación: Proceso de transformación y descomposición de sustancias orgánicas por seres vivos, cambiando las características del producto original.

Biodiversidad: Cantidad y variedad de especies diferentes (animales, plantas y microorganismos) en un área definida, sea un ecosistema terrestre, marino, acuático, y en el aire. Comprende la diversidad dentro de cada especie, entre varias especies y entre los ecosistemas.

Biorremediación: Proceso de remediar sitios contaminados que aprovecha el potencial de ciertos microorganismos de degradar y descomponer los contaminantes orgánicos, optimizando a través de técnicas mecánicas y físico-químicas las condiciones para la acción microbiológica.

Biota: Conjunto de todos los seres vivos de un área determinada (animales, plantas, microorganismos). Biótico: perteneciente a los seres vivos.

Bosque: Asociación vegetal en la que predominan los árboles y otros vegetales leñosos; además contiene arbustos, hierbas, hongos, líquenes, animales y microorganismos que tienen influencia entre sí y en los caracteres y composición del grupo total o masa.

Bosque primario: Formación arbórea que representa la etapa final y madura de una serie evolutiva, no intervenida por el hombre.

Bosque protector: Formación forestal cuya función es proteger de la erosión una zona, regularizando su régimen hidrológico. Aquel contemplado en la Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y de Vida Silvestre, y Decretos y Acuerdos que lo crearen.

Calcinación: Incinerar a temperaturas altas para volatilizar toda la parte orgánica y quede únicamente el residuo mineral.

Clima: Estado medio de los fenómenos meteorológicos que se desarrollan sobre un espacio geográfico durante un largo período. Está determinado por una serie de factores: inclinación del eje terrestre, proporción tierra-mar, latitud, altitud, exposición a los vientos, etc., y se encuentra articulado a un conjunto de elementos tales como presión, humedad, temperatura, pluviosidad, nubosidad, etc.

Combustión completa: Reacción química entre el oxígeno u otros elementos y un material oxidable (combustible), acompañada casi siempre de desprendimiento de energía en forma de incandescencia o llama, que lleva a la formación de productos con un máximo grado de oxidación (combustión completa); si el proceso es incompleto se forman productos de grados inferiores de oxidación.

Compatibilidad ecológica: Característica de procesos y medidas adoptados por el hombre que no tienen influencia negativa sobre el medio ambiente y cada uno de sus componentes.

Contaminación: Proceso por el cual un ecosistema se altera debido a la introducción, por parte del hombre, de elementos sustancias y/o energía en el ambiente, hasta un grado capaz de perjudicar su salud, atentar contra los sistemas ecológicos y organismos vivientes, deteriorar la estructura y características del ambiente o dificultar el aprovechamiento racional de los recursos naturales.

Control (ambiental): Vigilancia y seguimiento (monitoreo externo) periódico y sistemático sobre el desarrollo y la calidad de procesos, comprobando que se ajustan a un modelo preestablecido. En las operaciones hidrocarburíferas, el control se realiza a través de la DINAPA; sinónimo de fiscalización ambiental. Véase también Monitoreo.

Coque: Residuo carbonoso que queda después de la destilación de los hidrocarburos susceptible de emigrar del producto petrolífero sometido a elevadas temperaturas y presión.

Costa afuera: Actividad que se realiza en el mar (= off-shore).

COV: Compuestos orgánicos volátiles (inglés: VOC). Tienen capacidad de formar oxidantes fotoquímicos por reacciones con los óxidos de nitrógeno en presencia de la luz solar; algunos COV son peligrosos para la salud.

Crudo: Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a superficie.

Crudo intemperizado: Crudo que ha sido expuesto por un periodo largo a la intemperie, bajo la incidencia de temperatura, radiación solar, humedad y acción biológica y en consecuencia ha sufrido alteraciones en su composición y características físico-químicas iniciales.

Cuerda larga: Técnica de descargar materiales y equipos desde un helicóptero a través de un cable largo, sin necesidad de aterrizar.

Cuerpo de agua: Acumulación de agua corriente o quieta, que en su conjunto forma la hidrósfera; son los charcos temporales, esteros, manantiales, marismas, lagunas, lagos, mares, océanos, ríos, arroyos, reservas subterráneas, pantanos y cualquier otra acumulación de agua.

DAP: Diámetro a la altura del pecho; expresión estandarizada para referirse al tamaño de un árbol.

Demanda química de oxígeno (DQO): Una medida para el oxígeno equivalente al contenido de la materia orgánica presente en un desecho o en una muestra de agua, susceptible a oxidación a través de un oxidante fuerte (expresado en mg/l).

Derecho de vía: Franja de terreno de dimensiones específicas, en que se ha instalado un ducto y/o vía de acceso, que atraviesa una o varias propiedades y a la cual tiene acceso y servidumbre de tránsito el propietario del ducto, y dentro de cuya área se establecen las limitaciones de dominio.

Derrame de hidrocarburos: Escape de hidrocarburos producidos por causas operacionales imprevistas o por causas naturales, hacia los diversos cuerpos de agua y suelos.

Descarga: Vertido de agua residual o de líquidos contaminantes al ambiente durante un periodo determinado o permanente.

Desecho: Denominación genérica de cualquier tipo de productos residuales o basuras procedentes de las actividades humanas o bien producto que no cumple especificaciones. Sinónimo de residuo.

Diagnóstico ambiental: Entiéndase la descripción completa de la Línea Base en los Estudios Ambientales referidos en este Reglamento.

Dilución: Proceso de mezcla de un material con otro en proporción tal que disminuye la concentración de elementos y/o sustancias del primero.

Disposición final: Forma y/o sitio de almacenamiento definitivo o bien forma de destrucción de desechos.

Drenaje natural: Vías naturales que toman los cuerpos de agua superficiales acorde con la topografía del terreno.

DZ: Zonas de descarga de materiales desde un helicóptero aplicando la técnica de cuerda larga.

Ecología: Ciencia que estudia las condiciones de existencia de los seres vivos y las interacciones que existen entre dichos seres y su ambiente.

Ecosistema: Unidad básica de integración organismo – ambiente constituida por un conjunto complejo y dinámico, caracterizado por un substrato material (suelo, agua, etc.) con ciertos factores físico-químicos (temperatura, iluminación etc.), los organismos que viven en ese espacio, y las interacciones entre todos ellos en un área dada.

Efluente: Que fluye al exterior, descargado como desecho con o sin tratamiento previo; por lo general se refiere a descargas líquidas hacia cuerpos de aguas superficiales.

Emisión: Descarga de contaminantes hacia la atmósfera.

Endémico: Organismo oriundo del país o la región donde habita.

Erosión: Proceso geológico de desgaste de la superficie terrestre y de remoción y transporte de productos (materiales de suelo, rocas, etc.) originados por las lluvias, escurrimientos, corrientes pluviales, acción de los oleajes, hielos, vientos, gravitación y otros agentes.

Escorrentía: Caudal superficial de aguas, procedentes de precipitaciones por lo general, que corre sobre o cerca de la superficie en un corto plazo de tiempo.

Especie: Conjunto de individuos con características biológicas semejantes y con potencialidad para intercambiar genes entre sí dando descendencia fértil.

Especies nativas: Conjunto de especies vegetales y animales así como micro-organismos propios del país, región o hábitat.

Estación de producción: Sitio de un campo petrolero al que confluyen las líneas de flujo de los pozos y donde se realiza la recolección, separación, almacenamiento y bombeo de petróleo.

Estratigrafía: Ciencia descriptiva de los estratos. Se ocupa de la forma, disposición, distribución, secuencia cronológica, clasificación y relaciones de los estratos rocosos (y otros cuerpos de roca asociados) en secuencia normal, con respecto a cualquiera o todos los caracteres, propiedades y atributos que pueden poseer.

Estrato: Un estrato geológico es una capa (cuerpo generalmente tabular) de roca caracterizado por ciertos caracteres, propiedades o atributos unificantes que lo distinguen de estratos adyacentes. Los estratos adyacentes pueden estar separados por planos visibles de estratificación o separación, o por límites menos perceptibles de cambio en la litología, mineralogía, contenido fosilífero, constitución química, propiedades físicas, edad, o cualquier otra propiedad de las rocas.

Estudio barimétrico: Estudios que describen la situación de una zona marítima en cuanto a corrientes, comportamiento de olas, vientos etc.

Exploración de hidrocarburos: Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas que permiten ubicar y detectar en el subsuelo formaciones geológicas con posible acumulación de hidrocarburos.

Explotación de hidrocarburos: Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas destinadas a la producción de hidrocarburos.

Fases de la actividad (operaciones) hidrocarburífera(s): Para efectos de este Reglamento, se clasifican de la siguiente manera:

- Prospección geofísica (u otra)
- Perforación exploratoria y de avanzada
- Desarrollo y producción
- Industrialización
- Almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados
- Comercialización y venta de derivados de petróleo.

Fase de desarrollo: Etapa en la que se ejecutan los trabajos necesarios para desarrollar los campos descubiertos y ponerlos en producción.

Fase de producción: Etapa comprendida entre el inicio de la explotación y el abandono de un campo petrolero. En industrialización, la fase de producción comprende todo el periodo de operación de las refinerías.

Flora: Conjunto de especies vegetales que pueblan determinados territorios o ambientes.

Fluido de perforación: Mezcla utilizada para estabilizar las paredes del pozo y transportar a superficie los rips de perforación. Sinónimo de lodos de perforación.

Forestación: Siembra de árboles en un determinado sitio para crear un bosque; reforestación – sembrar árboles en un sitio donde anteriormente había un bosque.

Formación: La formación es la unidad de formación fundamental de la clasificación litoestratigráfica; tiene rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas y es la única unidad formal empleada para dividir completamente a toda la columna estratigráfica en todo el mundo en unidades nombradas, sobre la base de su naturaleza litoestratigráfica.

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en los yacimientos petroleros y cuya composición es variable.

Gas licuado de petróleo: Mezcla de hidrocarburos gaseosos en estado natural, en cuya composición predomina propano y butano, que se almacenan y expenden en estado líquido, en recipientes herméticos a presión.

Gas natural: Gas compuesto por hidrocarburos livianos y que se encuentra en estado natural solo o asociado al petróleo.

Geomorfología: Estudia las formas superficiales de la tierra, describiéndolas (morfología), ordenándolas e investigando su origen y desarrollo (morfogénesis).

Gestión ambiental: Conjunto de políticas, estrategias, normas, actividades operativas y administrativas de planeamiento, financiamiento y control estrechamente vinculadas y orientadas a lograr la máxima racionalidad en los procesos de conservación y protección del medio ambiente para garantizar el desarrollo sustentable, ejecutadas por el Estado y la sociedad.

GIS: Sistema de Información Geográfica (SIG). Son técnicas y programas de computación que permiten el almacenamiento y procesamiento de datos espaciales y la producción de mapas.

GLP: Gas licuado de petróleo.

GPS: Sistema global de posicionamiento. Permite la determinación exacta de coordenadas a través de equipos y satélites.

Hábitat: Área de distribución de una especie, o bien conjunto de localidades que reúnen las condiciones apropiadas para la vida de una especie.

HAP: Hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH – abreviación del término inglés). Los HAP es un grupo de compuestos de los cuales algunos son conocidos por su alto potencial cancerígeno.

Humedales: Zona húmeda debida a su elevada capacidad de retención de agua.

IGM: Instituto Geográfico Militar.

Incineración: Proceso controlado en cuanto a los factores de temperatura y oxigenación para quemar desechos sólidos y líquidos, considerado como un método de eliminación de residuos, transformando su fracción combustible en materias inertes y gases.

Industrialización: Fase de las operaciones hidrocarburíferas que se dedica a la separación física, térmica y química de petróleo crudo en sus fracciones de destilación mayores para producir productos y derivados de petróleo que pueden ser comercializados directamente o usados como materia prima en otras industrias.

Inmisión: Materiales o sustancias sólidos, líquidos o gaseosos, provenientes de una posible fuente de contaminación, que se reciben en el ambiente, sea en aguas o suelos o en la atmósfera.

Inyección de agua: Método de recuperación secundaria para elevar la presión del yacimiento a fin de incrementar la recuperación de hidrocarburos; así como para la disposición de fluidos residuales a formaciones del subsuelo por medio de pozos no productivos; muchas veces referido como reinyección de agua.

Límite permisible: Valor máximo de concentración de elemento(s) o sustancia(s) en los diferentes componentes del ambiente, determinado a través de métodos estandarizados, y reglamentado a través de instrumentos legales.

Lixiviados: Solución que resulta del transporte de agua por los poros y fisuras del suelo u otro medio sólido poroso y las interacciones físico-químicas de esta agua con los componentes minerales y orgánicos del suelo.

Lodo de decantación: Sólido asentado después del reposo de un sistema coloidal o una suspensión de materiales, por ejemplo después del tratamiento de aguas residuales con agentes floculantes y la sedimentación de los flóculos formados.

Lodo de perforación: Véase Fluido de perforación.

Lluvia ácida: Lluvias con potencial hidrógeno (pH) ácido, causado por la interacción del agua lluvia con contaminantes atmosféricos como por ejemplo el dióxido de sulfuro y los óxidos de nitrógeno.

Medidas ambientales: Son las siguientes:

- De mitigación: que se implementan para atenuar y reducir los efectos ambientales negativos de las operaciones hidrocarburíferas.

- De control: que permiten garantizar la mínima ocurrencia de imprevistos que inciden negativamente sobre el ambiente. Se pueden basar en programas de control de contaminación, mantenimiento, seguridad industrial, de prevención: que anticipadamente se implementan para evitar el deterioro del ambiente.
- De compensación: que se requieren para compensar y contrarrestar el deterioro y/o sustracción de algún elemento tangible o intangible del ambiente existente antes o durante la ejecución de las operaciones hidrocarburíferas.
- De rehabilitación: para minimizar el deterioro del ambiente y procurar su mejoramiento durante o después de las operaciones hidrocarburíferas.
- De contingencia (emergencia): diseñadas para dar respuesta inmediata ante cualquier siniestro.

Mezcla bituminosa estable: Fracción de hidrocarburos pesados con potencial mínimo de lixiviación de contaminantes tales como metales pesados e hidrocarburos, apto para aplicación en vías y carreteras sin efectos negativos para el ambiente.

mg/l, mg/kg: Unidades de concentración: mg/l (miligramos por litro); mg/kg (miligramos por kilogramo). Las dos unidades se refieren en la bibliografía muchas veces como ppm (partes por millón).

Monitoreo (ambiental): Seguimiento permanente mediante registros continuos, observaciones y mediciones, muestreos y análisis de laboratorio, así como por evaluación de estos datos para determinar la incidencia de los parámetros observados sobre la salud y el medio ambiente (= monitoreo ambiental). El monitoreo se realiza a diferentes niveles:

- interno a nivel de la industria: → automonitoreo;
- externo a nivel de la comunidad: → vigilancia;
- externo a nivel de entes gubernamentales: → control y/o fiscalización.

Monitoreo ambiental interno (automonitoreo): Seguimiento permanente y sistemático mediante registros continuos, observaciones y/o mediciones, así como por evaluación de los datos que tengan incidencia sobre la salud y el medio ambiente, efectuado por la propia empresa.

Nivel freático: Altura que alcanza la capa acuífera subterránea más superficial.

OACI: Organización de Aviación Civil Internacional (inglés: International Civil Aviation Organization); normas que rigen para el control y seguridad de las operaciones de navegación aérea.

Oleoductos: Son las tuberías que sirven para transportar petróleo crudo contenido la mínima cantidad de impurezas.

Paisaje: Unidad fisiográfica básica en el estudio de la morfología de los ecosistemas, con elementos que dependen mutuamente y que generan un conjunto único e indisoluble en permanente evolución.

Pantano: Terreno mal drenado, más o menos permanentemente húmedo y fácilmente inundable, cuyo suelo tiene un elevado porcentaje de materia orgánica, dándole un carácter esponjoso.

Parque Nacional: Área extensa, con las siguientes características o propósitos:

- Uno o varios ecosistemas, comprendidos dentro de un mínimo de 10,000 hectáreas;
- Diversidad de especies de flora y fauna, rasgos geológicos y hábitats de importancia para la ciencia, la educación y la recreación; y
- Mantenimiento del área en su condición natural, para la preservación de los rasgos ecológicos, estéticos y culturales, siendo prohibida cualquier explotación y ocupación.

PEA: Población económicamente activa.

Perforación múltiple: Perforación de varios pozos en una sola plataforma, que se logra a través de perforaciones direccionales (racimos), disminuyendo así la necesidad de espacio en la superficie.

Permeabilidad: Capacidad para trasladar un fluido a través de las grietas, poros y espacios interconectados dentro de una roca.

Poliductos: Tuberías que sirven para transportar derivados del petróleo y gas licuado de petróleo.

Pozo de avanzada: Aquel que se perfora luego de haberse descubierto entrampamientos de hidrocarburos en una(s) estructura(s) con el fin de delimitar el (los) yacimiento(s).

Pozo de desarrollo: Aquel que se perfora en un campo hidrocarburífero con el propósito de realizar la explotación de sus yacimientos.

Pozo exploratorio: Aquel que se perfora para verificar las posibles acumulaciones de hidrocarburos atrapados en una estructura detectada por estudios geológicos y geofísicos.

Pozo inyector: Aquel que se perfora o acondiciona para inyectar un fluido a fin de confinarlo o para implementar procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Producto químico peligroso: Referido también como sustancias peligrosas. Sustancias y productos que por sus características físico-químicas y/o tóxicas representan peligros para la salud humana y el medio ambiente en general. Están sujetos a manejos y precauciones especiales en el transporte, tratamiento y disposición.

Prospección sísmica: Técnica de recolección de información del subsuelo mediante la utilización de ondas sonoras.

Reacondicionamiento de pozos: Son trabajos destinados a mejorar la producción de un pozo. Pueden ser trabajos de reparación de la completación de un pozo o trabajos a la formación tales como estimulaciones, acidificaciones, fracturamientos, etc.

Rehabilitación ambiental: Conjunto de acciones y técnicas con el objetivo de restaurar condiciones ambientales originales o mejoradas sustancialmente en sitios contaminados y/o degradados como consecuencia de actividades humanas. Sinónimos: remediación ambiental, reparación ambiental, restauración ambiental.

Recuperación mejorada: Proceso mediante el cual se inyecta un fluido en un yacimiento a fin de incrementar la cantidad de hidrocarburos recuperables.

Residuo: Cualquier material que el propietario/productor ya no puede usar en su capacidad o forma original, y que puede ser recuperado, reciclado, reutilizado o eliminado.

Residuos peligrosos: Aquellos residuos que debido a su naturaleza y cantidad son potencialmente peligrosos para la salud humana o el medio ambiente. Requieren un tratamiento o técnicas de eliminación especial para terminar o controlar su peligro. Se las denomina también "residuos especiales", desechos peligrosos o desechos especiales.

Revegetación: Siembra de especies vegetales de interés colectivo, generalmente como última etapa en trabajos de remediación ambiental.

Revestimiento: Proceso por el que se procede a introducir en el hoyo de perforación, tubería de acero que se atornilla por piezas y sirve para evitar el desplome de las paredes, permitiendo una buena marcha en la perforación de un pozo.

Servicios conexos con la comercialización de derivados: Se entienden por tales las actividades de servicio de cambio de aceite, lubricadoras y lavadoras de automotores instaladas o no conjuntamente a una estación de servicio.

Servidumbre de tránsito: Acceso libre y gratuito a la franja de derecho de vía concedido por el propietario del terreno.

Sitio de perforación: Es la superficie que comprende el área útil, además de piscinas o tanques para disposición de ripios, tratamientos de fluidos de perforación y pruebas de producción, áreas verdes, almacenamiento de material vegetal y otras áreas requeridas de acuerdo a la topografía del terreno.

Soluble: Se refiere a una sustancia que se disuelve en un líquido.

Suelo: Capa superficial de la corteza terrestre, conformado por componentes minerales provenientes de la degradación físico-química de la roca madre y compuestos orgánicos en proceso de degradación y/o transformación, íntimamente mezcladas, con poros de diferentes tamaños que dan lugar al agua y al aire del suelo, así como a microorganismos y animales del suelo y a las raíces de plantas a las cuales el suelo sirve de sustrato y sustento.

Subsuelo: Se dice del terreno que se encuentra debajo del suelo o capa laborable, cuyo dominio es del Estado.

Trasiego: Proceso de pasar un líquido de un lugar a otro, por ejemplo a través de mangueras y bombas.

TPH: Total de hidrocarburos de petróleo (solubles o recuperables en ciertos solventes). Sinónimo: hidrocarburos minerales.

PARTE III

CRITERIOS Y METODOLOGIA PARA LA CALIFICACIÓN DE ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL *)

(FORMULARIO)

*) *Ing. Carlos Páez, consultor de la Subsecretaría de Protección Ambiental*

INTRODUCCIÓN

El propósito del formato siguiente es proporcionar lineamientos y una guía práctica, tanto para los funcionarios de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) que cumplen la tarea de revisar y evaluar los estudios ambientales presentados por las empresas que laboran en el sector hidrocarburífero, como para los profesionales que realizan estos estudios ambientales. Ha sido preparado sobre la base de lo dispuesto en el Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.

La aprobación de los EsIA es un requisito obligatorio para que la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) otorgue el correspondiente permiso de operación a las empresas solicitantes. Tal aprobación es una responsabilidad política de la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) del MEM y el proceso técnico de revisión de los estudios corresponde a la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA).

*Existe un Instructivo para la
Calificación de Consultores
Ambientales
Hidrocarburíferos,
establecido por el MEM*

Los EsIA deben ser presentados por el representante legal de la empresa interesada y deben ser realizados por consultores individuales o compañías consultoras registradas en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos, según los términos de referencia específicos, previamente aprobados por la SPA y conforme a la guía metodológica definida en el Art. 41 del RAOH.

En el caso de que las operaciones analizadas involucren áreas protegidas, la empresa deberá presentar una copia del EsIA que será remitida al Ministerio del Ambiente para su pronunciamiento sobre las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la gestión ambiental a desarrollarse en estas áreas.

Una vez que el EsIA satisface los requerimientos legales y técnicos la SPA comunica la aprobación o desaprobación de los estudios ambientales.

El informe final sobre la revisión y evaluación técnica de los EsIA constituye la base para la respuesta oficial del MEM al proponente del proyecto y, consiguientemente, responsable de presentar el EsIA. La decisión puede ser la aprobación sin más condiciones que el cumplimiento de lo dispuesto en el respectivo plan de manejo ambiental; la aprobación con esa misma condición más alguna precisión o extensión adicional al reporte presentado; o, la no aprobación por deficiencias muy significativas en el estudio realizado y presentado.

*NAPA mantiene un archivo de
acceso público con todos
los EsIA presentados*

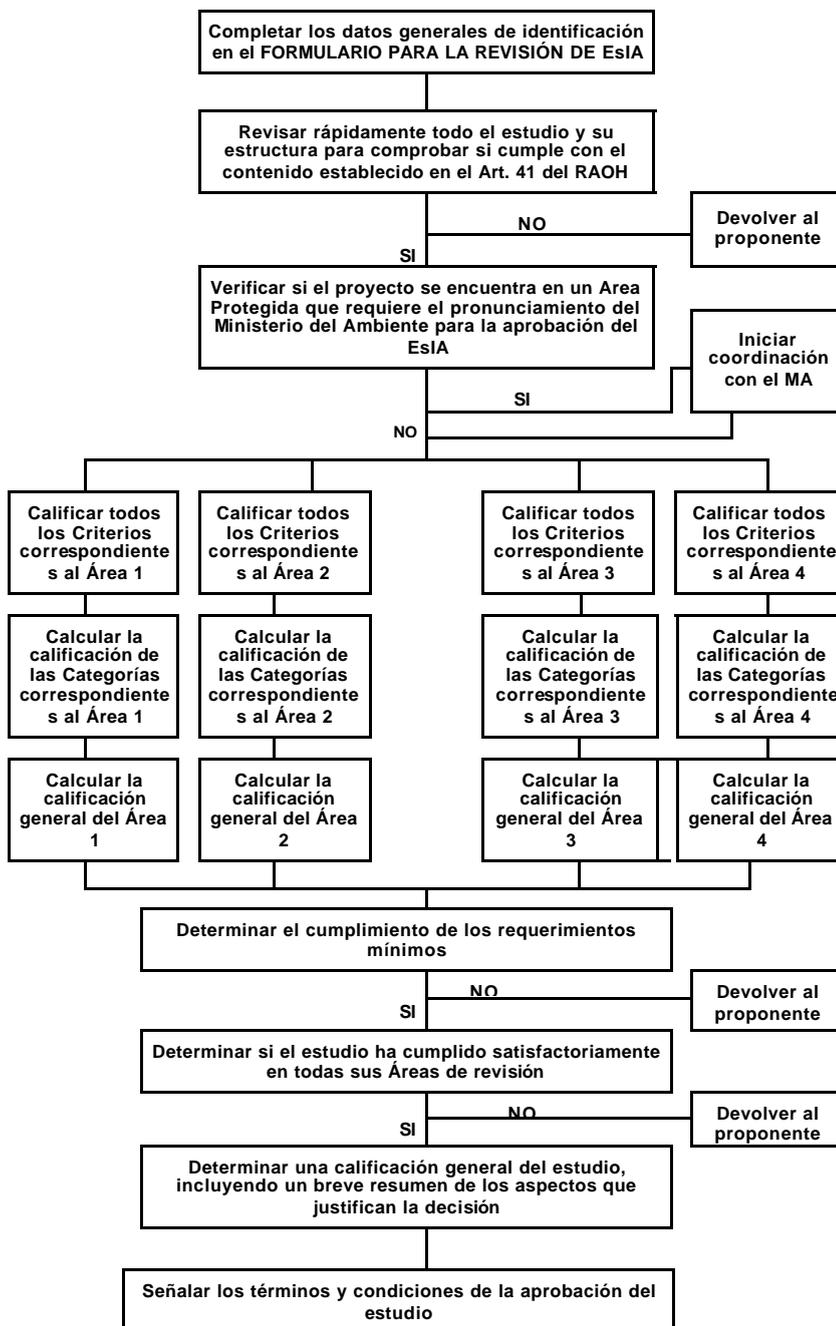
La existencia de un conjunto de criterios bien contruidos, consistentes y sistemáticos para calificar Estudios de Impacto Ambiental constituye una ventaja para todas las partes interesadas, ya que, por un lado, la calidad promedio de los estudios tenderá a mejorar si es que los proponentes están enterados de antemano sobre las expectativas de los organismos gubernamentales acerca de los estudios. Mientras que por otro, el contar con este instrumento hace más fácil y coherente el trabajo del personal de esos organismos y posibilita una revisión objetiva y así mismo sistemática de esos criterios.

Para fines de la revisión y calificación, y considerando la guía de contenido establecida en el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOH), los EsIA han sido divididos en cuatro **Áreas** que son: (1) información básica: línea base ambiental, descripción del proyecto y determinación del área de influencia; (2) identificación y evaluación de los impactos; (3) planes de manejo ambiental y de monitoreo; y, (4) comunicación y presentación general del reporte. Cada una de esas áreas ha sido subdividida en **Categorías** y éstas a su vez en **Criterios**, expresados en forma de preguntas y organizados en varias listas de chequeo. Los criterios marcados con ** son aquellos que a través de una

encuesta realizada a expertos en gestión ambiental del sector hidrocarburífero se consideran los más importantes dentro del conjunto de criterios a ser evaluados.

Finalmente, se han incorporado las *Listas de Chequeo Específicas* (A hasta G) que corresponden a aspectos particulares de cada fase de las operaciones hidrocarburíferas.

El proceso de revisión y calificación de los EsIA por parte de la DINAPA obedece al siguiente proceso:



FORMULARIO PARA LA CALIFICACIÓN DE EsIA

IDENTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

No.	2	0	0											
	año			orden			bloque / campo		fas	iniciales				

Proyecto: _____

Proponente: _____

RUC:

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Consultor: _____

No. registro

--	--	--	--	--	--

Fecha: ____ / ____ / ____ dd / mm / aa

RESUMEN DE LA CALIFICACIÓN

1. Requerimientos mínimos

¿En el caso de **todos** los Criterios de revisión marcados ** para el estudio revisado, su calificación fue satisfactoria (A, B o C)?

SI NO

Si la respuesta es NO, el EsIA debe ser devuelto al proponente para su revisión

2. Cumplimiento general

¿Las **cuatro** Áreas de revisión fueron calificadas satisfactoriamente (A, B, o C)?

SI NO

Si la respuesta es NO, el EsIA debe ser devuelto al proponente para su revisión

3. Calidad general

a. Calificación general del estudio A B C D E F

Resuma las principales observaciones que determinaron su calificación general, incluyendo las principales fortalezas y debilidades descubiertas en su revisión, así como los aspectos más importantes que requieren un análisis más profundo o un cuidado especial en las fases de monitoreo y seguimiento por parte del proponente o de alguna parte diferente (Estado, gobiernos locales, ONGs, etc.); preste especial atención a las obligaciones específicas de la DINAPA.

b. Resumen de las principales observaciones

LISTA DE CHEQUEO GENERAL

Área de revisión 1

Información básica

1.1 Diagnóstico ambiental – línea base:

- 1.1.1 Están adecuadamente identificados y descritos los principales componentes del medio ambiente físico, potencialmente afectados por la ejecución del proyecto?
- 1.1.2 Están adecuadamente identificados y descritos los principales componentes del medio ambiente biótico, potencialmente afectados por la ejecución del proyecto, incluyendo la identificación de ecosistemas sensibles y especies de flora y fauna únicas, raras o en peligro?
- 1.1.3 Están adecuadamente identificados y descritos los principales aspectos socioeconómicos y culturales de la población que habita en el área de influencia del proyecto, incluyendo el análisis de la organización social local, su dinámica y la forma de relación con su entorno?
- 1.1.4 Ha existido la suficiente consulta con las comunidades potencialmente afectadas sobre su percepción respecto a los impactos que generará el proyecto en sus formas de vida?
- 1.1.5 Los métodos de investigación y/o fuentes de referencia utilizados para el propósito anterior están bien explicados y son los apropiados para este tipo de proyectos y la complejidad de las actividades que involucra. Se ha realizado suficiente trabajo de campo. Están explícitamente señaladas las incertidumbres originadas en la falta de información?
- 1.1.6 Se ha tomado en cuenta la normativa ambiental ecuatoriana, incluyendo el Reglamento Ambiental para Actividades Hidrocarburíferas, los Reglamentos a la Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental (agua, aire, ruido, suelo), la Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre y las ordenanzas municipales pertinentes, para determinar la calidad pre-existente de los distintos componentes ambientales?
- 1.1.7 Están indicados los impactos previos causados por otras actividades en la zona de influencia del proyecto?
- 1.1.8 Se ha considerado los planes de desarrollo local, regional o nacional para establecer las tendencias futuras de la zona a ser intervenida?
- 1.1.9 Se ha considerado la existencia de áreas protegidas dentro del área de influencia del proyecto?

**
**
**
**

Calificación general para la Categoría 1.1: A B C D E F

Comentarios _____

1.2 Descripción de las actividades del proyecto:

- 1.2.1 Están explicados adecuadamente y de forma entendible el propósito y los objetivos del proyecto?
- 1.2.2 Están adecuadamente descritos la ubicación geográfica y político – administrativa del proyecto, así como el diseño, el tamaño y la escala del proyecto y la naturaleza y duración de las actividades de construcción y operación. Se utilizan adecuadamente para este propósito diagramas, planos, gráficos y/o mapas?
- 1.2.3 Han sido destacadas las principales características del proyecto que podrían generar impactos negativos o provocar cambios positivos en el entorno biofísico o socioeconómico (fuentes de generación de contaminantes, afectaciones a hábitats naturales, utilización de materiales peligrosos o tóxicos, intervenciones sobre los usos tradicionales del suelo, instalación de campamentos, utilización de mano de obra local)?

**

1.2.4 Se ha incluido la información adicional solicitada en el RAOH, de acuerdo a la fase del proyecto y el diseño presenta la inclusión de las normas operativas que contempla el RAOH (contestar primero las listas de chequeo específicas para cada fase:

- A. prospección física;
- B. perforación exploratoria y de avanzada;
- C. desarrollo y producción;
- D. industrialización;
- E. almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados;
- F. comercialización y venta de derivados de petróleo; y,
- G. obras civiles y otras auxiliares)?

Hay una explicación clara de los procesos de producción más importantes que tendrán lugar dentro del proyecto, incluyendo la naturaleza y cantidad de materiales que se necesitarán en las fases de construcción y operación?

Han sido consideradas todas las alternativas de localización, proceso, diseño y condiciones de operación en todos los casos factibles desde el punto de vista del proponente. Están discutidas satisfactoriamente estas alternativas?

**
**

Calificación general para la Categoría 1.2: A B C D E F

Comentarios _____

1.3 Determinación del área de influencia y áreas sensibles:

1.3.1 Está bien definida la extensión de terreno que será intervenida por el proyecto y obras auxiliares. Se emplean mapas adecuados para mostrar estos detalles?

1.3.2 Están claramente demarcados y especificados los nuevos usos del suelo que se derivan de la ejecución del proyecto?

1.3.3 Están especificados los sitios de préstamo de materiales y de disposición de residuos para todas las fases del proyecto?

1.3.4 La definición de las áreas de influencia física, biológica y socioeconómica es coherente con la naturaleza de las actividades proyectadas. Están esos límites marcados en mapas adecuados?

1.3.5 Se han determinado coherentemente con las características ambientales existentes áreas ambientalmente sensibles dentro del área de influencia. Están estas áreas debidamente marcadas en mapas adecuados?

**
**
**

Calificación general para la Categoría 1.3: A B C D E F

Comentarios _____

Calificación general para el Área de revisión 1: A B C D E F

Comentarios Generales: _____

2.1 Identificación de los impactos:

- 2.1.1 Están incluidos en el reporte todos los aspectos importantes que fueron identificados en los TdR, con justificación clara de las exclusiones y desviaciones?
- 2.1.2 Se ha utilizado una metodología sistemática y replicable para la identificación de impactos directos e indirectos (por ejemplo, listas de chequeo, matrices, redes, juicio de expertos). Está debidamente explicada la metodología empleada?
- 2.1.3 Existe balance en la identificación de los impactos entre los componentes físico, biótico y socioeconómico y cultural del ambiente, sin sesgos excluyentes hacia uno de esos componentes?
- 2.1.4 Se presta la debida atención a las áreas identificadas como sensibles, incluyendo referencias a efectos acumulativos y efectos sinérgicos que potencialmente pueden ocurrir junto a impactos previos causados por otras actividades en el área?
- 2.1.5 Están consideradas todas las condiciones de operación para la identificación de los impactos y existe también un análisis a partir de posibles riesgos y accidentes?
- 2.1.6 Se han considerado todas las fases de la ejecución del proyecto, por ejemplo, pre construcción, construcción, operación, cierre y post clausura?
- 2.1.7 Se han seleccionado los impactos claves o más importantes para recomendar una investigación más detallada. Está justificado el criterio para tal selección?

**
**
**
**

Calificación general para la Categoría 2.1: A B C D E F

Comentarios _____

2.2 Análisis de la severidad de los impactos:

- 2.2.1 Han sido los impactos analizados teniendo como referencia la situación ambiental pre existente (línea base)?
- 2.2.2 Es suficiente la calidad y la cantidad de información utilizada para estimar la severidad de los impactos. Están señalados claramente los vacíos en la información y expresada adecuadamente la fuente de referencia?
- 2.2.3 Están descritos apropiadamente los métodos utilizados para la predicción de la severidad de los impactos y son esos métodos coherentes con las características de los impactos analizados. Están explicitados los límites y supuestos para cada caso?
- 2.2.4 Está descrita de manera adecuada la severidad de los impactos en función de sus características (por ejemplo, magnitud, extensión superficial, duración, frecuencia, reversibilidad, probabilidad de ocurrencia)?
- 2.2.5 En los casos que es posible y apropiado, se ha hecho una estimación cuantitativa de los parámetros que describen la severidad de un impacto y/o existe una adecuada y suficiente descripción cualitativa de los impactos, utilizando referencias aceptables?

**
**
**

Calificación general para la Categoría 2.2: A B C D E F

Comentarios _____

2.3 Evaluación de la importancia de los impactos:

- 2.3.1 Está determinada adecuadamente la importancia de cada impacto en el contexto global del proyecto?

--

- 2.3.2 El nivel de importancia de los impactos ha sido determinado utilizando parámetros de calidad aceptados nacional e internacionalmente. Existe una justificación adecuada de la elección de esos criterios?
- 2.3.3 En los casos que es posible y necesario, se ha procedido a una valoración económica de los costos y beneficios atribuibles al impacto analizado?
- 2.3.4 Están claramente identificadas los individuos, grupos, comunidades y/o instituciones afectadas por el proyecto?

Calificación general para la Categoría 2.3: A B C D E F

Comentarios _____

Calificación general para el Área de revisión 2: A B C D E F

Comentarios Generales: _____

Área de revisión 3

Planes de manejo ambiental y de monitoreo

3.1 Plan de manejo ambiental:

- 3.1.1 Se presenta un efectivo plan de manejo ambiental que tenga que ver con el conjunto de los impactos predichos causados por el proyecto?
- 3.1.2 Están expresados claramente los niveles de responsabilidad de las distintas partes en la ejecución del plan de manejo ambiental?
- 3.1.3 Existe una estructura en el plan de manejo ambiental que lo constituya en una herramienta efectiva para guiar la gestión ambiental de la empresa, incluyendo programas, presupuestos y cronogramas?
- 3.1.4 Expresa claramente el proponente del proyecto su compromiso y capacidad para llevar adelante las medidas de mitigación propuestas?
- 3.1.5 Está claramente definido un plan de prevención y mitigación de impactos dentro del plan de manejo ambiental?
- 3.1.6 Está claramente definido un plan de contingencias dentro del plan de manejo ambiental, coherente con lo dispuesto en el RAOH (Art. 27) y que aparezca adecuado para enfrentar los accidentes y emergencias derivados de las operaciones analizadas, incluyendo la asignación de responsabilidades, las estrategias de cooperación operacional y un programa anual de entrenamientos y simulacros?
- 3.1.7 Está claramente definido un plan de capacitación orientado a la aplicación del plan de manejo ambiental?
- 3.1.8 Está claramente definido un plan de salud ocupacional y seguridad industrial que integre tanto las disposiciones del RAOH (Art. 26), cuanto las propias disposiciones internas de la empresa, incluyendo las estrategias de difusión?
- 3.1.9 Está claramente definido un plan de manejo de desechos que integre racionalmente las disposiciones del RAOH (Arts. 28 al 32 y anexos), tanto en el caso de los desechos sólidos, como también los líquidos y gaseosos?
- 3.1.10 Está claramente definido un plan de relaciones comunitarias que incluya la difusión del EslA, las estrategias de comunicación y la implementación de las medidas de mitigación y compensación. Considera este plan debidamente la relación entre comunidad, autoridad y empresa?

**
**
**
**
**
**
**

- 3.1.11 Está claramente definido un plan de rehabilitación de áreas afectadas, de acuerdo a las disposiciones del RAOH (Art. 16), incluyendo la explicación de las estrategias a seguir y las tecnologías a ser aplicadas?
- 3.1.12 Está claramente definido un plan de abandono y entrega del área para cuando concluya la operación?

Calificación general para la Categoría 3.1: A B C D E F

Comentarios _____

3.2 Aspectos generales de las medidas de mitigación:

- 3.2.1 Está considerada la mitigación de los principales impactos negativos. En donde es posible, dichas medidas de mitigación están definidas en términos prácticos (costos, cronogramas, recursos, tecnología, etc.)?
- 3.2.2 Existe una discusión que justifique adecuadamente la existencia de impactos adversos que no deberían o no pueden ser mitigados?
- 3.2.3 Las medidas de mitigación identificadas están satisfactoriamente justificadas desde el punto de vista técnico y guardan coherencia con las disposiciones ambientales y operativas establecidas en el RAOH?
- 3.2.4 Está claro el nivel de efectividad de las medidas de mitigación propuestas, con justificaciones coherentes sobre las expectativas planteadas?

**
**
**

Calificación general para la Categoría 3.2: A B C D E F

Comentarios _____

3.3 Plan de monitoreo:

- 3.3.1 Están definidos los sistemas adecuados para el seguimiento y evaluación de los impactos ambientales y la ejecución del plan de manejo ambiental?
- 3.3.2 Están establecidos los procedimientos y responsables para ejecutar las tareas de monitoreo, incluyendo la preparación de informes?
- 3.3.3 Están contemplados en el plan de monitoreo la medición de las emisiones a la atmósfera y las descargas líquidas y sólidas, así como de la remediación de suelos y/o piscinas contaminados (Art. 12 y anexos del RAOH)?
- 3.3.4 El plan de monitoreo establece una periodicidad de las mediciones y los reportes de acuerdo a lo planteado en el Art. 12 del RAOH?
- 3.3.5 Están claramente definidos los puntos de monitoreo para las descargas líquidas, incluyendo los puntos de control en el cuerpo receptor, y las emisiones a la atmósfera desde fuentes fijas (Art. 12 y anexos del RAOH)?

**
**
**

Calificación general para la Categoría 3.3: A B C D E F

Comentarios _____

Calificación general para el Área de revisión 3: A B C D E F

Comentarios Generales: _____

Área de revisión 4

Comunicación y presentación general del reporte

4.1 Participación pública:

- 4.1.1 Existió un genuino y adecuado programa de consulta previa con las distintas partes afectadas en la ejecución del estudio?
- 4.1.2 Han sido debidamente expuestos los puntos de vista de las distintas partes y se han incluido sus sugerencias o justificado adecuadamente su no inclusión?
- 4.1.3 Las medidas de mitigación sugeridas en el estudio, especialmente las contempladas dentro del plan de relaciones comunitarias, han sido debidamente consultadas con las comunidades afectadas?

**
**

Calificación general para la Categoría 4.1: A B C D E F

Comentarios _____

4.2 Organización general del documento:

- 4.2.1 Está el documento estructurado de la forma como se pide en el RAOH, incluyendo la correcta elaboración de la ficha técnica de identificación del estudio?
- 4.2.2 Está adecuadamente establecido en la introducción el marco conceptual en el que se inscribe el estudio, así como su relación con el diseño general del proyecto en sus distintas fases?
- 4.2.3 La información recolectada o producida está arreglada de manera que facilite su lectura, tal como tablas y gráficos, adecuadamente numerados y rotulados?
- 4.2.4 Existe una correcta citación de las fuentes de consulta utilizadas, tanto dentro del texto, como en la lista de referencias?
- 4.2.5 El número y la presentación, así como el contenido de los anexos, es el necesario para complementar y facilitar el entendimiento de la información proporcionada en el texto principal del documento. Son referidos los anexos en el texto principal y tienen coherencia con él?

**
**
**

Calificación general para la Categoría 4.2: A B C D E F

Comentarios _____

4.3 Presentación:

- 4.3.1 La información presentada es comprensible para un lector no especializado. Se ha evitado el lenguaje demasiado sofisticado y la "jerga" técnica. Se presenta un glosario de definiciones, así como lista de siglas y acrónimos utilizados?

**

- 4.3.2 Los elementos del formato del documento son adecuados (tipo y tamaño de la fuente utilizada, numeración de las páginas, índices, numeración y jerarquización de los capítulos y subcapítulos)?
- 4.3.3 Los archivos electrónicos que contienen la información cartográfica están presentados en los formatos establecidos en la Disposición Transitoria Quinta y elaborados conforme lo dispuesto en el Anexo 1 del RAOH?
- 4.3.4 Está presentado entre los anexos del estudio en resumen ejecutivo, separado del documento principal, que contenga los principales hallazgos y conclusiones de la investigación, así como los aspectos más destacados del plan de manejo ambiental. Está escrito ese resumen en un lenguaje claro y comprensible, incluso por personas "no educadas"?

**

Calificación general para la Categoría 4.3: A B C D E F

Comentarios _____

4.4 Énfasis:

- 4.4.1 En general, la forma de presentar los impactos positivos y negativos, es balanceada, evitando desviaciones o resaltaciones innecesarias?
- 4.4.2 El estudio es técnicamente imparcial y no pretende conducir la opinión de los lectores hacia un punto de vista en particular?

**

Calificación general para la Categoría 4.4: A B C D E F

Comentarios _____

Calificación general para el Área de revisión 4: A B C D E F

Comentarios Generales: _____

- 5.j Están incluidas en el diseño las disposiciones sobre los ensayos hidrostáticos de los ductos contempladas en el numeral 3 del Art. 73 del RAOH?
- 5.k Están incluidas en el diseño las disposiciones sobre la construcción de ductos contempladas en el numeral 5 del Art. 73 del RAOH?
- 5.l Se ha justificado la razón por la que se han diseñado tramos del ducto no enterrados, de acuerdo a lo dispuesto en el numeral 5.6 del Art. 73 del RAOH?
- 5.m Se han previsto técnicas constructivas especiales para áreas sensibles, de acuerdo a lo previsto en el numeral 5 del Art. 73 del RAOH?
- 5.n Para el transporte en autotanques y buque tanques se ha considerado lo dispuesto en el numeral 6 del Art. 73 del RAOH, incluyendo el cumplimiento de las leyes y normas de seguridad industrial y protección ambiental pertinentes?
- 5.ñ Se ajustan los demás parámetros de operación previstos a las Disposiciones Generales del Capítulo III del RAOH, aplicables a la fase, especialmente los Arts. 22, 23, 25, 27 y 28?

LISTA DE CHEQUEO ESPECÍFICA F

Comercialización y venta de derivados de petróleo

Solo considere aquellas preguntas que son aplicables al proyecto siendo evaluado, en las otras escriba N/A en los casilleros respectivos

- 6.a En la descripción de las actividades del proyecto se contempla la información adicional requerida en el Art. 75 del RAOH?
- 6.b Para estaciones de servicio nuevas, los tanques de combustible están diseñados de acuerdo a lo establecido en el literal a) del Art. 76 del RAOH?
- 6.c Para estaciones de servicio en remodelación, se ha considerado lo dispuesto en el numeral 2 del Art. 72 y en el Art. 76 del RAOH?
- 6.d Están diseñadas medidas de manejo de desechos de acuerdo a lo dispuesto en los Arts. 28, 29, 30, 31 y 77 del RAOH?
- 6.e En el diseño y operación de centros de comercialización de derivados, se han incluido las disposiciones señaladas en los Arts. 26, 27 y 78 del RAOH?
- 6.f Está señalado expresamente que los envases de grasas y aceites contendrán la información señalada en el Art. 79 del RAOH?
- 6.g Existe la información sobre los aditivos usados en los combustibles, de acuerdo a lo dispuesto en el Art. 80 del RAOH?
- 6.h Durante la construcción de estaciones de servicio y similares, se incluyen las medidas señaladas en el literal i) del Art. 85 del RAOH?

LISTA DE CHEQUEO ESPECÍFICA G

Obras civiles y otras auxiliares

Solo considere aquellas preguntas que son aplicables al proyecto siendo evaluado, en las otras escriba N/A en los casilleros respectivos

- 7.a Consideradas las normas operativas para la construcción de vías, según lo establecido en

--	--

PARTE IV

**INSTRUCTIVO PARA LA CALIFICACIÓN Y REGISTRO DE
CONSULTORES AMBIENTALES HIDROCARBURÍFEROS *)**

*) Acuerdo Ministerial No. 141 de
04 de Abril de 2001
Incluidas las rectificaciones: Acuerdo Ministerial No. 145 de
11 de Abril sw 2001

ACUERDO No. 141

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

Considerando:

Que el numeral 6 del artículo 179 de la Constitución Política de la República del Ecuador, dispone que corresponde a los Ministros de Estado expedir las normas, acuerdos y resoluciones que requiera la gestión ministerial;

Que el artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos señala que el Ministro del Ramo es el funcionario encargado de la ejecución de la política de hidrocarburos, así como de la aplicación de dicha Ley, para lo cual está facultado para dictar los reglamentos y disposiciones que se requieran;

Que el artículo 31, literales s) y t), de la Ley de Hidrocarburos, obliga a Petroecuador, sus filiales y contratistas o asociados en exploración y explotación de hidrocarburos, refinación, transporte y comercialización, a ejecutar sus labores sin afectar negativamente a la organización económico y social de la población asentada en su área de acción, ni a los recursos naturales renovables y no renovables locales; así como a conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las Leyes y Reglamentos de protección del medio ambiente y de la seguridad del país;

Que el artículo 31, literal u) de la Ley de Hidrocarburos, agregado por el Decreto-Ley 2000-1, Ley No. 690 para la Promoción de la Inversión y de la Participación Ciudadana, publicado en el suplemento del Registro Oficial No. 144 de 18 de Agosto del 2000, obliga a Petroecuador, sus filiales y contratistas o asociados a elaborar estudios de impacto ambiental y planes de manejo ambiental para prevenir, mitigar, controlar, rehabilitar y compensar los impactos ambientales y sociales derivados de sus actividades. Estos estudios deberán ser evaluados y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas en coordinación con los organismos de control ambiental y se encargará de su seguimiento ambiental, directamente o por delegación a firmas auditoras calificadas para el efecto;

Que el artículo 3 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 1215, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de febrero de 2001, establece que la Subsecretaría de Protección Ambiental, a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental, es la dependencia técnico administrativa del sector que controlará, fiscalizará y auditará las actividades ambientales hidrocarburíferas, realizará la evaluación, aprobación y seguimiento de los estudios ambientales;

Que los estudios de impacto ambiental, los planes de manejo ambiental y las auditorías ambientales deben ser efectuados por consultores debidamente calificados por el Ministerio de Energía y Minas;

Que el sistema de evaluación por puntaje del Instructivo para la Calificación de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos, emitido mediante Acuerdo Ministerial No. 137 y publicado en el Registro Oficial No. 376 de 5 de Agosto de 1998, es excluyente para determinados tipos de consultores ambientales, a más de que no contempla procedimientos de recalificación que garanticen el mantenimiento de las competencias por parte de los consultores calificados;

Que la Dirección de Asesoría Jurídica del Ministerio de Energía y Minas ha emitido su pronunciamiento con respecto del presente Instructivo, el mismo que consta en memorando No. 533-DAJ-JE-2000 de 26 de Octubre de 2000; y

En ejercicio de la atribución que le confiere los artículos 179 numeral 6 de la Constitución Política de la República y 9 de la Ley de Hidrocarburos en concordancia con lo señalado por el inciso último del artículo 16 del Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva,

Acuerda:

EXPEDIR EL SIGUIENTE INSTRUCTIVO PARA LA CALIFICACIÓN Y REGISTRO DE CONSULTORES AMBIENTALES HIDROCARBURÍFEROS

Art. 1.- Objeto.- El presente Instructivo tiene por objeto establecer el procedimiento para la evaluación, calificación y registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos para realizar Estudios de Impacto Ambiental, Planes de Manejo Ambiental y/o Auditorías Ambientales para todas las actividades y fases hidrocarburíferas.

Art. 2.- Consultores ambientales hidrocarburíferos.- Son Consultores Ambientales Hidrocarburíferos las personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras inscritas en el Registro de Consultoría al que se refiere la Ley de Consultoría y su Reglamento y en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, que tengan por actividades la elaboración de estudios ambientales cuyo alcance esta referido en los artículos 33, 41, 42, 43 y 44 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.

Art. 3.- Registro.- El Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos, es público, estará a cargo de la Dirección Nacional de Protección Ambiental de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas y tendrá las siguientes funciones básicas:

- a) Registrar, sistematizar y actualizar la información referente a los consultores para prestar los servicios de consultoría relacionados con la elaboración de estudios ambientales para el sector hidrocarburífero.
- b) Prestar apoyo permanente a los consultores y entidades que requieran información sobre oferta y demanda de los servicios de consultoría.
- c) Publicar anualmente el Directorio de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos.

El Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos se llevará en una base de datos electrónica y física, en la cual constarán en orden cronológico las actas de inscripción. Adicionalmente, y en relación con cada acta de inscripción se abrirá una ficha en la que se dejará constancia expresa de los estudios ambientales presentados por cada consultor respecto de cada contrato petrolero en relación con las fases de la actividad hidrocarburífera: prospección geofísica, perforación exploratoria y de avanzada, desarrollo y producción, industrialización, almacenamiento y transporte, así como comercialización y venta de hidrocarburos y/o sus derivados, documentando la calidad de los estudios presentados en función de los parámetros que constan en el Anexo No. 3 de este Acuerdo.

El Registro de un Consultor durará dos años.

Art. 4.- Requisitos para la calificación de las compañías consultoras ambientales hidrocarburíferas.- Las personas interesadas en registrarse deberán cumplir los siguientes requisitos y presentar la siguiente documentación:

- a) Petición escrita dirigida al Subsecretario de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, con la determinación del campo de actividad para el cual la firma consultora solicita su calificación, con señalamiento del lugar en el cual recibirán las notificaciones correspondientes, conforme al Formulario No. 1.1 que consta en el Anexo No. 1;
- b) Copia certificada debidamente inscrita en el Registro Mercantil de la escritura pública de constitución que acredite la existencia legal y objeto social de la consultora; y de los nombramientos de sus representantes legales;

En caso de compañías extranjeras, los documentos que acrediten su existencia legal, su domiciliación en el Ecuador y el nombramiento del representante legal en el país, conforme lo establecen los artículos 5 y 6 de la Ley de Compañías;

- c) Certificación de la inscripción de la compañía consultora en el Registro de Consultoría de la Secretaría Técnica del Comité de Consultoría, previsto en la Ley de Consultoría y su Reglamento;
- d) Dirección domiciliaria de la compañía consultora;
- e) Último balance anual presentado a la Superintendencia de Compañías u organismo oficial competente e información financiera de acuerdo al Formulario No. 2, así como una declaración sobre variaciones de la situación financiera conforme el Formulario No. 3 que constan en el Anexo No. 1; para compañías de menos de un año de existencia, balance de situación inicial, debidamente certificada;

Los requisitos para la determinación de la solvencia económica serán:

- Índice de solvencia: Activo corriente / pasivo corriente \geq 1.3
- Índice estructural: Patrimonio / activo total \leq 1.5

- f) Mínimo tres referencias bancarias y/o comerciales;

- g) Certificación de la Contraloría General del Estado de no estar registrada como contratista incumplido con el Estado;
- h) Copia del Registro Unico de Contribuyentes;
- i) Listado de estudios ambientales realizados en el campo hidrocarburífero u otro; de servicios ambientales; y de obras de mitigación y control ambiental en proyectos petroleros, acompañado de las respectivas certificaciones de los clientes con calificación expresa de la calidad de los estudios realizados;
- j) Hoja de Vida y experiencia de los ejecutivos, gerentes de proyectos, técnicos, ingenieros y expertos de campo, relacionados con la compañía consultora de acuerdo al Formulario No. 4 del Anexo No. 1;
- k) Contratos vigentes y/o carta de compromiso, originales o notarizados, de los profesionales que conforman el equipo técnico y profesional de la consultora;
- l) Listado de equipos de trabajo y de laboratorio de los que dispone la compañía y/o contrato de prestación de servicios; y,
- m) Comprobante del pago de los derechos de calificación.

Art. 5.- Requisitos para la calificación de consultores ambientales hidrocarburíferos individuales.-

Las personas interesadas en registrarse deberán cumplir los siguientes requisitos y presentar la siguiente documentación:

- a) Petición escrita dirigida al Subsecretario de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, conforme al Formulario No. 1.2 que consta en el Anexo No. 1;
- b) Copia de la cédula de ciudadanía;
- c) Certificación de inscripción en el Registro de Consultoría de la Secretaría Técnica del Comité de Consultoría, previsto en la Ley de Consultoría y su Reglamento;
- d) Dirección domiciliaria del consultor;
- e) Certificación de Contraloría General del Estado de no estar registrado como contratista incumplido con el Estado;
- f) Copia del Registro Unico de Contribuyentes;
- g) Mínimo tres referencias bancarias y/o comerciales;
- h) Hoja de Vida del consultor de acuerdo al Formulario No. 4 del Anexo No. 1;
- i) Certificados sobre los trabajos realizados y/o servicios prestados en el área ambiental;
- j) De ser el caso listado, hojas de vida e instrumento contractual de los profesionales o personal técnico con cuyos servicios cuenta para realizar estudios;
- k) Listado de los equipos de trabajo y logística con los que cuenta para sus actividades profesionales; y,
- l) Comprobante del pago de los derechos de calificación.

La evaluación del personal técnico contratado se realizará bajo el criterio de incentivar a los consultores individuales a asociarse para temas específicos con profesionales de la respectiva rama y poder asegurar de tal modo la calidad de sus estudios.

Art. 6.- Calificación de Universidades,- Para el caso de las Universidades y Escuelas Politécnicas, se cumplirá lo dispuesto por el inciso final del Art. 5 de la Ley de Consultoría y por la letra d) del Art. 2 de su Reglamento, las cuales no estarán obligadas a cumplir el requisito establecido en la letra c) del artículo 4 del presente Instructivo. En lo demás, se aplicarán los requisitos referidos en el artículo 4 de este Instructivo, el sistema de evaluación que consta en el Anexo No. 2, así como los procedimientos de recalificación de este Acuerdo.

Art. 7.- Consultores extranjeros.- Para los consultores extranjeros que soliciten la calificación, toda la documentación requerida conforme los artículos 4, 5 y 6 de este Instructivo, deberá ser presentada en la forma establecida por los artículos 23 y 24 de la Ley de Modernización del Estado.

Art. 8.- Organo de calificación.- La evaluación del cumplimiento de los requisitos establecidos en los artículos 4, 5, 6 y 7, así como de la capacidad técnica y profesional de los consultores que soliciten su calificación e inscripción en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos, la efectuará la Comisión de Evaluación y Calificación que estará constituida por los siguientes miembros:

- a) El Subsecretario de Protección Ambiental, quien la presidirá, o el Director Nacional de Protección Ambiental por delegación expresa del Subsecretario;
- b) El Coordinador del proceso de Evaluación de Estudios Ambientales de la Dirección Nacional de Protección Ambiental;
- c) Un delegado de la Procuraduría Ministerial; y,
- d) Un delegado de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Actuará como Secretaria de la Comisión la Asistente Administrativa de la Dirección Nacional de Protección Ambiental.

Art. 9.- Funciones y atribuciones de la Comisión de Evaluación y Calificación.- La Comisión de Evaluación y Calificación tendrá las siguientes funciones:

- a) Evaluar y calificar las solicitudes de inscripción al Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos conforme el sistema de evaluación por puntaje que consta en el Anexo No. 2 del presente Acuerdo;
- b) Resolver sobre la calificación, recalificación o descalificación, de ser el caso, de consultores ambientales hidrocarburíferos;
- c) Realizar el seguimiento y evaluación de la calidad de estudios ambientales presentados a la Subsecretaría de Protección Ambiental, realizados por los consultores calificados;
- d) Elaborar informes de seguimiento y evaluación de consultores inscritos en el respectivo Registro, que constituirán la base técnica para los procedimientos de recalificación y descalificación establecidos en los artículos 16 y 17 del presente Acuerdo; y,
- e) Las demás que le asigne el Subsecretario de Protección Ambiental para garantizar un efectivo funcionamiento del sistema de evaluación y calificación de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos.

La Comisión de Evaluación y Calificación en su actuación se regirá por los artículos 47 a 53 del Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva.

Art. 10.- Funciones del Presidente de la Comisión.- Además de las establecidas en el Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva, el Presidente de la Comisión firmará los certificados de calificación.

Art. 11.- Funciones de la Secretaría de la Comisión.- Además de las establecidas en el Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva, el Secretario de la Comisión, realizará lo siguiente:

- a) Recepción de las solicitudes de calificación y revisión formal de los requisitos que constan en los artículos 4, 5, 6 y 7 de este Acuerdo, debiendo advertir a los interesados de las omisiones y de las irregularidades que observen, pero sin que puedan negarse a recibirla;
- b) Llevar un registro de presentación de documentos en el cual se dejará constancia de todos los escritos, peticiones y recursos que se presenten por los solicitantes;
- c) Elaborar los certificados de calificación; y,
- d) Llevar y actualizar el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos.

Art. 12.- Procedimiento de evaluación y calificación.- Para la evaluación y calificación de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos se procederá de la siguiente forma:

- a) Revisión formal de las solicitudes presentadas y constatación de la documentación requerida conforme los artículos 4, 5, 6 y 7 de este Acuerdo, a cargo de la Secretaría de la Comisión de Evaluación y Calificación;
- b) Análisis y evaluación de las solicitudes por la Comisión de Evaluación y Calificación en función del sistema de evaluación por puntaje que consta en el Anexo No. 2 del presente Instructivo; y,
- c) Calificación, recalificación o descalificación, de ser el caso; inscripción en el respectivo Registro por la Secretaría de la Comisión; y, notificación al consultor a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental.

Los resultados y las recomendaciones acerca de la calificación constarán en los respectivos formatos y en el acta de cada sesión de la Comisión.

La calificación obtenida por una firma consultora corresponderá al siguiente grado de dificultad de estudios ambientales:

Consultor/a	Categoría de Calificación	Puntaje	Grado de dificultad de estudios
Compañía	A	≥91 sobre 150	1 hasta 4
Compañía	B	≥51 sobre 100	1 hasta 3
Compañía	C	≥31 sobre 100	1 y 2
Individual	D	≥51 sobre 100	1

Conforme la categoría de calificación otorgada por la Subsecretaría de Protección Ambiental, los consultores están facultados para la realización de los tipos de estudios que constan en las definiciones del siguiente artículo.

Art. 13.- Grados de dificultad de Estudios Ambientales.- Los Estudios Ambientales se clasifican de la siguiente manera, conforme el grado de dificultad y complejidad de los estudios.

- a) **Grado cuatro:** Estudios ambientales de GRADO CUATRO (4) de dificultad corresponden a las siguientes fases, actividades e instalaciones hidrocarburíferas e incluyen las obras civiles respectivas:
 - a.1) Auditorías Ambientales a las operaciones hidrocarburíferas en todas sus fases (incluido sistema de Gestión Ambiental y/o cumplimiento).
- b) **Grado tres:** Estudios ambientales y actividades de GRADO TRES (3) de dificultad corresponden a las siguientes fases, actividades e instalaciones hidrocarburíferas e incluyen las obras civiles respectivas:
 - b.1) Prospección geofísica y línea base en bloques petroleros.
 - b.2) Prospección geofísica y línea base en campos adjudicados con anterioridad a la séptima ronda de licitación petrolera y campos marginales.
 - b.3) Prospección geofísica adicional.
 - b.4) Pozos de avanzada y desarrollo.
 - b.5) Perforación exploratoria en bloques y campos petroleros en operación.
 - b.6) Facilidades y sistemas de producción en bloques en operación: líneas de flujo, oleoductos terciarios, estaciones de producción, terminales de almacenamiento y sistemas de transporte.
 - b.7) Construcción, operación y ampliación de refinerías, plantas de gas y petroquímicas.
 - b.8) Diseño, construcción y operación de oleoductos, gasoductos y poliductos primarios.
 - b.9) Diseño, construcción y operación de oleoductos, gasoductos y poliductos secundarios.
 - b.10) Diseño, construcción y operación de terminales de almacenamiento de crudo y derivados de petróleo y cabeceras de ductos.

- b.11) Servicios de supervisión y/o monitoreo ambiental de operaciones hidrocarburíferas y Planes de Manejo Ambiental, en las fases de exploración, desarrollo y producción así como industrialización.
- c) **Grado dos:** Estudios ambientales y actividades de GRADO DOS (2) de dificultad corresponden a las siguientes fases, actividades e instalaciones hidrocarburíferas e incluyen las obras civiles respectivas:
- c.1) Diseño, construcción y operación de plantas de mezcla, producción y/o reciclaje de aceites lubricantes.
 - c.2) Monitoreo ambiental o supervisión ambiental de las operaciones de transporte, almacenamiento, comercialización y/o venta de derivados de petróleo.
- d) **Grado uno:** Estudios ambientales y actividades de GRADO UNO (1) de dificultad corresponden a las siguientes fases, actividades e instalaciones hidrocarburíferas e incluyen las obras civiles respectivas:
- d.1) Diseño, construcción y operación de plantas envasadoras de gas y terminales de almacenamiento de productos limpios.
 - d.2) Diseño, construcción o remodelación y operación de estaciones de servicio, y centro de distribución, tales como depósito naviero, depósito pesquero, depósito aéreo.
 - d.3) Diagnóstico y Plan de Manejo Ambiental para centros de distribución (estaciones de servicio; depósitos naviero, pesquero o aéreo), así como plantas envasadoras de gas, en operación.

Art. 14.- Derechos de calificación.- Junto con la solicitud de calificación o recalificación, las personas interesadas pagarán los derechos de calificación previstos en la respectiva Tabla de Derechos por Servicios de Regulación y Control emitida por el Ministerio de Energía y Minas mediante Acuerdo Ministerial No. 108, publicado en el Registro Oficial No. 234 de 29 de Diciembre de 2000, sus reformas o él que se emita en su lugar.

Art. 15.- Actualización de la información.- Los Consultores inscritos en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos informarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas sobre cualquier cambio o modificación de la documentación e información proporcionadas para obtener la inscripción en el Registro.

Art. 16.- Recalificación.- Los Consultores Ambientales Hidrocarburíferos deberán recalificarse cada dos años, para lo cual presentarán la documentación requerida hasta 45 días antes de que caduque su calificación, contado a partir de la fecha de notificación de la calificación o última recalificación.

Para el efecto, deberán presentar a la Subsecretaría de Protección Ambiental la siguiente documentación:

- a) Petición escrita dirigida al Subsecretario de Protección Ambiental, solicitando la recalificación y, de ser el caso, cambio de categoría de calificación;
- b) Certificación de la Contraloría General del Estado de no estar registrado como contratista incumplido con el Estado;
- c) Certificado de inscripción en el Registro de Consultoría del Comité de Consultoría;
- d) Certificados sobre la actualización de conocimientos específicos para la realización de Estudios Ambientales y/o servicios conexos; y,
- e) Certificados de clientes sobre los estudios ambientales realizados y/o servicios ambientales prestados desde la calificación o última recalificación, haciendo referencia expresa a la calidad de los trabajos realizados.

El pedido de recalificación será analizado por la Comisión de Evaluación y Calificación y sometida al mismo procedimiento de aprobación, notificación e impugnación referido en los artículos 12, 18 y 19 de este Instructivo.

El puntaje mínimo para la recalificación será 15 sobre una base de 30, conforme el Anexo No. 3 de este Instructivo.

Art. 17.- Descalificación.- Las causas de descalificación inmediata, y en consecuencia para la cancelación de la inscripción en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos son las siguientes:

- a) Falsedad comprobada en la documentación presentada para obtener la calificación;
- b) Falsedad comprobada de la información proporcionada en los estudios ambientales que presenten los consultores ambientales registrados; o,
- c) Rechazo de dos o más estudios ambientales por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

La descalificación se realizará en cualquier momento en base del informe y recomendación que emita la Comisión de Evaluación y Calificación.

De igual manera se procederá a la cancelación del Registro en caso de plagio, cuando ha sido declarado por un Juez de lo Penal.

En caso de presentarse o existir presunciones de plagio de los estudios ambientales, el Ministro de Energía y Minas solicitará al Ministerio Público la excitativa fiscal para las investigaciones del caso así como para el enjuiciamiento penal correspondiente, si el caso lo amerita.

Art. 18.- Notificaciones.- El Director Nacional de Protección Ambiental notificará a las personas solicitantes en el domicilio señalado para el efecto, con el resultado de la calificación o descalificación, de ser el caso. La Notificación contendrá:

- a) Nombre del órgano que emite el acto.
- b) Lugar y fecha donde el acto es dictado.
- c) Nombre de la persona a quien va dirigido.
- d) Resultado motivado de la evaluación y calificación realizada;
- e) La decisión respectiva;
- f) Nombre del funcionario o funcionarios que los suscriben, con indicación de la titularidad con que actúen, e indicación expresa, en caso de actuar por delegación, del número y fecha del acto de delegación.

Art. 19.- Impugnaciones.- Los interesados podrán impugnar las decisiones de calificación o descalificación mediante la interposición de los recursos a que se refiere el Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva.

Art. 20.- Asociación de consultoras.- Para la asociación de compañías consultoras ambientales hidrocarburíferas se deberá cumplir con lo siguiente:

- a) Todas las compañías integrantes de la asociación deberán estar individualmente calificadas e inscritas en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos de la Subsecretaría de Protección Ambiental;
- b) Para la realización de estudios o proyectos ambientales señalados en el artículo 13 de este Instructivo por parte de una asociación, la responsabilidad técnica sobre los mismos, así como la coordinación del equipo de trabajo, deberán estar a cargo de la compañía con la calificación más alta; y,
- c) El documento que demuestre la constitución formal de la asociación, los porcentajes y campos de participación de cada una de las consultoras en la asociación, así como la duración de la misma, sea para un proyecto determinado o para un periodo acordado entre las partes, deberá ser presentado a la Subsecretaría de Protección Ambiental juntamente con el respectivo documento sujeto a evaluación y aprobación de esta Dependencia del Ministerio de Energía y Minas.

Art. 21.- Forma de los documentos.- Todos los documentos que se presenten para solicitar el registro o la recalificación deberán ser originales o copias debidamente certificadas por notario público, de acuerdo con el artículo 25 de la Ley de Modernización del Estado.

Art. 22.- Auditorías ambientales.- Dentro del marco conceptual de los estudios ambientales para el sector hidrocarburífero y para garantizar que las Auditorías Ambientales sean realizadas por terceros independientes e imparciales, el/la mismo/a consultor/a que haya realizado los Estudios de Impacto

Ambiental, Planes de Manejo Ambiental y/o servicios ambientales asociados no podrá ser contratada para realizar una Auditoría Ambiental sobre los mismos.

Art. 23.- Derogatoria.- Derógase el Acuerdo Ministerial No. 137, del 17 de Julio de 1998, publicado en el Registro Oficial No. 376, del 5 de agosto del mismo año.

Transitoria.- Convalidación de calificaciones existentes.- Los Consultores Ambientales calificados con anterioridad a la vigencia del presente Instructivo, dentro del plazo de 60 días desde su expedición, actualizarán la información que justifique su actual capacidad jurídica, técnica y profesional para mantener la calificación otorgada, conforme a los requisitos y procedimientos de recalificación que constan en el artículo 16 de este Acuerdo, caso contrario su registro quedará sin efecto debiendo presentar un nuevo pedido de registro conforme los requisitos y procedimientos establecidos en este Acuerdo.

Artículo final.- El presente Acuerdo Ministerial entrará en vigencia a partir de la fecha de su expedición, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

Dado en Quito, 04 de Abril de 2001

Ing. Pablo Terán Ribadeneira

MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

Anexo No. 1:

Formulario No. 1

Petición de calificación o recalificación para el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos

1.1. Formulario para compañías consultoras y universidades:

Señor
Subsecretario de Protección Ambiental
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Presente. -

Señor Subsecretario:

Quien suscribe, en representación de la empresa _____, solicita la Calificación [Recalificación] e Inscripción en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos a su cargo, conforme al INSTRUCTIVO PARA LA CALIFICACIÓN Y REGISTRO DE CONSULTORES AMBIENTALES HIDROCARBURIFEROS vigente.

Solicita el Registro para la Categoría ____, que faculta para la ejecución de los Estudios Ambientales de Grado ____.

Se adjunta a la presente la documentación pertinente, conforme lo establecido en el Instructivo mencionado.

Atentamente,

Firma autorizada: _____
Nombre y cargo del signatario: _____

Lugar y fecha: _____

<i>Dirección domiciliaria en el Ecuador:</i>	<i>Dirección en la cual recibirá las notificaciones, en caso de ser distinta a la dirección señalada:</i>	<i>Sólo en caso de compañías extranjeras domiciliadas en el País:</i>
--	---	---

Calle:	Calle:	Nombre de la firma:
Ciudad:	Ciudad:	Sede de la firma:
Teléfonos:	Teléfonos:	País / provincia / ciudad:
Fax:	Fax:	Dirección domiciliaria:
Email:	Email:	Teléfonos:
		Fax:
		Email:

1.2. Formulario para consultores individuales:

Señor
Subsecretario de Protección Ambiental
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Presente. -

Señor Subsecretario:

Quien suscribe solicita la Calificación [Recalificación] e Inscripción en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos a su cargo, conforme al INSTRUCTIVO PARA LA CALIFICACIÓN Y REGISTRO DE CONSULTORES AMBIENTALES HIDROCARBURÍFEROS vigente.

Se adjunta a la presente la documentación pertinente, conforme lo establecido en el Instructivo mencionado.

Atentamente,

Firma: _____

Lugar y fecha: _____

Dirección domiciliaria / dirección en la cual recibirá las notificaciones:

Calle:

Ciudad:

Teléfonos:

Fax:

Email:

Formulario No. 2

Para información de la situación financiera de compañías consultoras

Firma Consultora: _____

Fecha de elaboración: _____ de _____

Fecha de corte: _____

ACTIVO			
ACTIVO CORRIENTE			
Caja			
Bancos			
Inversiones			
Cuentas por cobrar			
Documento por cobrar			
Inventarios			
ACTIVO FIJO			
Terrenos			
Edificaciones			
Maquinaria y equipo			
Vehículos			
Equipo de oficina			
Equipo de laboratorio			
OTROS ACTIVOS			
Obras en proceso			
PASIVO			
PASIVO CORRIENTE			
Obligaciones por pagar			
Cuentas por pagar			
Documentos a pagar			
PASIVOS A LARGO PLAZO			
Documentos a pagar			
OTROS PASIVOS			
PATRIMONIO			
PASIVO MAS PATRIMONIO			

 Representante legal
 de la Compañía
 Consultora

 Contador
 Nombre y No. profesional

Notas:

1. Acompañar el último balance anual de acuerdo a lo dispuesto en el literal e) del artículo 4 de este Instructivo
2. La Comisión Calificadora se reserva el derecho de verificar la veracidad de los datos consignados

Formulario No. 3

Variaciones de la situación financiera

Quienes suscriben el presente documento declaran que entre la fecha de corte del estado de situación financiera presentado en el formulario No. 1 y el penúltimo mes anterior a la fecha de su presentación ante la Dirección Nacional de Protección Ambiental

[no han ocurrido cambios significativos de tal situación] /
[han ocurrido los siguientes cambios de tal situación ...].

(Lugar y Fecha)

Representante legal de la
Compañía Consultora

Contador
Nombre y No. profesional

Formulario No. 4

Hoja de Vida resumida del personal técnico o consultor individual o profesionales cuyos servicios se contrata

1. Nombres y apellidos completos:
2. Lugar y fecha de nacimiento:
3. Nacionalidad:
4. Título profesional:
Institución:
Año de grado:
No. de afiliación al Colegio Profesional:
5. Título de Postgrado:
Institución:
Año de grado:
(En caso de tener varios títulos de Postgrado, señalar aquel de mayor jerarquía académica y que sea pertinente con relación a las actividades de la firma consultora)
6. Experiencia técnica – participación en la realización de EIAs, participación en servicios y/o monitoreos ambientales, participación en Auditorías Ambientales, cargos en gestión ambiental o área ambiental (sector público o privado):

Actividades / proyectos:	Cargo:	País:	Tiempo (meses)
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
6.			

7. (Lugar y fecha) Firma del técnico: _____

Notas:

1. Anexar copias de los títulos, certificadas por la Institución que los emitió o por un Notario Público.
2. Anexar los certificados que acrediten la experiencia mencionada en el numeral 6 (originales o copias certificadas por Notario Público).
3. Utilizar un formulario por persona
4. Anexar Contrato vigente o Carta de Compromiso, original o notariado, con compañía consultora, universidad y/o consultor individual, para personal técnico o profesionales cuyos servicios se han contratado o se van a contratar

Anexo No. 2

Sistema de evaluación y calificación por puntaje para Consultores Ambientales del sector hidrocarburífero

La evaluación se realiza sobre la base indicada en la tabla para cada criterio de evaluación, requiriendo además el puntaje mínimo para cada criterio principal, diferenciado según el tiempo de existencia de la consultora.

1. Evaluación de compañías consultoras y universidades

CRITERIO DE EVALUACION	Base	Puntaje mínimo para consultora existente		Evaluación
		<1 año	>1 año	
1.1. Capacidad técnica de la compañía o universidad	50	0	5	
1.1.1. Estudios de impacto ambiental realizados: 2 puntos por estudio realizado	20			
1.1.2. Estudios de impacto ambiental y planes de manejo ambiental realizados para una o varias fases de la actividad hidrocarburífera:	---			
– Estudios ambientales de Grado Tres (3) conforme las definiciones constantes en el artículo 13 de este Instructivo: 2 puntos por estudio realizado	12			
– Estudios ambientales de Grado Dos (2) conforme las definiciones constantes en el artículo 13 de este Instructivo: 1 punto por estudio realizado	5			
– Estudios ambientales de Grado Uno (1) conforme las definiciones constantes en el artículo 13 de este Instructivo: 0.5 puntos por estudio realizado	3			
1.1.3. Supervisión ambiental en exploración, producción e industrialización de hidrocarburos: 1 punto por proyecto ejecutado	5			
1.1.4. Realización de monitoreo ambiental: aguas y descargas líquidas, aire y emisiones a la atmósfera, suelos y remediación de suelos contaminados, tratamiento y disposición final de desechos: 1 punto por proyecto ejecutado	5			
1.2. Experiencia del personal técnico	50	10	5	
1.2.1. Dirección	---			
– Ejecutivo	0.5			
Gerente de proyecto	0.5			
1.2.2. Equipo clave*	---			
– Técnico ambiental / ecólogo	8			
– Experto en gestión social	8			
– Petrolero	8			
– Geólogo / geofísico	7			
– Biólogo	8			
– Químico ambiental	7			
1.2.3. Otros profesionales**	---			
– Edafólogo	0.5			
– Hidrólogo	0.5			
– Forestal	0.5			
– Economista	0.5			
– Experto en sensores remotos	0.5			
– Otros	0.5			
1.3. Experiencia de la compañía en Auditoría Ambiental y servicios conexos	50	---	10	
1.3.1. Realización de Auditorías de Sistemas de Gestión Ambiental: 5 puntos por auditoría ejecutada	15	---		
1.3.2. Realización de Auditorías Internas de Cumplimiento: 5 puntos por auditoría ejecutada	20	---		
1.3.3. Realización de Auditorías Externas de Cumplimiento: 5 puntos por auditoría ejecutada	15	---		

* Cada técnico o profesional del equipo clave será evaluado en función de su Curriculum Vitae conforme el formulario No. 3 del Anexo No. 1 sobre una base de 10 puntos y ponderado sobre los pesos individuales que constan en la tabla anterior:

• Formación académica (pre y postgrado)	1 punto
• Participación en la realización de EIAs	3 puntos
• Participación en la realización de Auditorías Ambientales	2 puntos
• Participación en servicios ambientales y/o monitoreos ambientales	2 puntos
• Cargos de dirección en gestión ambiental o área ambiental	1 punto
• Otras experiencias conexas (especificar)	1 punto

** Los demás técnicos o profesionales se evaluarán sobre una base de 0.5 cada uno, tomando en cuenta su curriculum en relación con las exigencias de un Estudio Ambiental para operaciones hidrocarburíferas.

Para cada criterio de evaluación se asignará el puntaje proporcional que corresponde en base de la documentación remitida.

2.- Evaluación de consultores individuales

CRITERIO DE EVALUACION	Base	Mínimo	Evaluación
2.1. Capacidad técnica y experiencia del consultor	70	20	
• Desempeño de cargos de dirección en gestión ambiental y medio ambiente, en el sector público o el sector privado: 2 puntos por año	10		
• Participación en la realización o evaluación de estudios de impacto ambiental y planes de manejo ambiental para las diferentes fases de la actividad hidrocarburífera: Prospección geofísica, perforación exploratoria y de avanzada desarrollo y producción, industrialización y almacenamiento, transporte y comercialización de petróleo y sus derivados: 3 puntos por proyecto	21		
• Participación en la realización o evaluación de auditorías ambientales de Sistemas de Gestión Ambiental y/o de cumplimiento: 3 puntos por proyecto	15		
• Participación en la supervisión ambiental de operaciones hidrocarburíferas: 3 puntos por proyecto	12		
• Participación en o realización de monitoreos ambientales de aguas, suelos, aire y/o tratamiento y disposición de desechos: 3 puntos por proyecto	12		
2.2. Capacidad y experiencia técnica de personal contratado y/o asociado***	30	5	
• Biólogo	10		
• Sociólogo / antropólogo o afín	10		
• Otro técnico	10		

***Cada técnico o profesional será evaluado sobre una base de 10 puntos, siempre que la información remitida esté debidamente sustentada por los curriculum vitae de los profesionales así como el contrato de prestación de servicios o carta de compromiso, original o notariado:

• Formación académica (pre y postgrado)	1 punto
• Participación en la realización de EÍAs	3 puntos
• Participación en la realización de Auditorías Ambientales	2 puntos
• Participación en servicios ambientales y/o monitoreos ambientales	2 puntos
• Cargos de dirección en gestión ambiental o área ambiental	1 punto
• Otras experiencias conexas (especificar)	1 punto

Anexo No. 3

Sistema de evaluación para la recalificación de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos

CRITERIO DE EVALUACIÓN	Base	Mínimo
<ul style="list-style-type: none"> • Recalificación 	30	15
<ul style="list-style-type: none"> - Actualización de conocimientos desde la calificación o última recalificación: 1 punto por certificado <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ciencia y tecnología ambientales ▪ Regulaciones y normativa ambiental ▪ Otros (especificar) 	4 3 3	
<ul style="list-style-type: none"> - Número de estudios realizados desde la calificación o última recalificación (certificado por clientes): 1 punto por estudio 	10	
<ul style="list-style-type: none"> - Calidad de los estudios presentados a la Subsecretaría de Protección Ambiental (máximo 5 estudios representativos), determinada por la Comisión de Evaluación y Calificación en función de las observaciones realizadas por la Dirección Nacional de Protección Ambiental a cada estudio 	-10 hasta +10	

Para efectos de la evaluación del último criterio que consta en la tabla anterior, los técnicos de la DINAPA llevarán paralelamente a la evaluación de los Estudios Ambientales un registro, en cual se pondrán las observaciones en función de los siguientes criterios, que será la base para la evaluación por la Comisión.

1. Estudios de Impacto Ambiental

CRITERIO	OBSERVACIONES VERBALES
<ul style="list-style-type: none"> • Diagnóstico ambiental – Línea Base 	
<ul style="list-style-type: none"> - Medio físico 	
<ul style="list-style-type: none"> - Medio biótico 	
<ul style="list-style-type: none"> - Aspectos socio-culturales 	
<ul style="list-style-type: none"> • Actividades del proyecto 	
<ul style="list-style-type: none"> • Determinación del área de influencia 	
<ul style="list-style-type: none"> • Impactos socio-ambientales 	
<ul style="list-style-type: none"> - Identificación 	
<ul style="list-style-type: none"> - Evaluación 	
<ul style="list-style-type: none"> • Plan de Manejo Ambiental 	
<ul style="list-style-type: none"> - Prevención y mitigación 	
<ul style="list-style-type: none"> - Contingencias 	
<ul style="list-style-type: none"> - Capacitación 	
<ul style="list-style-type: none"> - Salud ocupacional y seguridad industrial 	
<ul style="list-style-type: none"> - Manejo de desechos 	
<ul style="list-style-type: none"> - Relaciones comunitarias 	
<ul style="list-style-type: none"> - Rehabilitación de áreas afectadas 	
<ul style="list-style-type: none"> - Abandono y entrega del área 	
<ul style="list-style-type: none"> • Plan de Monitoreo 	
<ul style="list-style-type: none"> • Anexos 	

2. Auditorías Ambientales

CRITERIO	OBSERVACIONES VERBALES
<ul style="list-style-type: none"> • Trabajo de campo (revisión de condiciones existentes, equipos, operaciones, áreas específicas etc.) 	
<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de registros, documentos y procedimientos 	
<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de cumplimiento de normas 	
<ul style="list-style-type: none"> • Verificación de límites permisibles a través de muestreos y análisis de laboratorio 	
<ul style="list-style-type: none"> - Emisiones a la atmósfera 	
<ul style="list-style-type: none"> - Aguas y descargas 	
<ul style="list-style-type: none"> - Suelos 	
<ul style="list-style-type: none"> - Lixiviados 	
<ul style="list-style-type: none"> - Otros 	

• Revisión de cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental	
– Prevención y mitigación	
– Contingencias	
– Capacitación	
– Salud ocupacional y seguridad industrial	
– Manejo de desechos	
– Relaciones comunitarias	
– Rehabilitación de áreas afectadas	
– Abandono y entrega del área	
• Reevaluación de impactos socio-ambientales y su evolución en el tiempo	
• Conclusiones y recomendaciones	
• Anexos	